

# ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ - 2021



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

## **ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ- 2021**

**Тезисы докладов  
XVI Международной учебно-научно-практической конференции  
(17-18 ноября 2021 г.)**

**УФА  
Издательство УГНТУ  
2021**

УДК 622.69

ББК 39.7

Т77

Редакционная коллегия:  
Р.Н. Бахтизин (ответственный редактор)  
С.М. Султанмагомедов (зам. ответственного редактора)  
В.И. Муратова (секретарь)  
Р.В. Агиней  
И.Р. Байков  
Т.А. Бакиев  
Т.И. Безымянников  
М.М. Велиев  
Р.А. Галиев  
Н.П. Демченко  
Ю.Д. Земенков  
И.Ф. Кантемиров  
Р.Н. Королев  
А.М. Королёнок  
Михаэль Коуба  
В.К. Липский  
Б.Н. Мастобаев  
А.А. Мустафаев  
А.О. Наумов  
Лубош Новак  
Р.У. Рабаев  
М.Д. Середюк  
А.Е. Сощенко  
Е.В. Стефанюк  
А.Л. Тимохин  
В.К. Тянь  
Р.Р. Хасанов  
Г. Хофштаттер  
А.М. Шаммазов  
Ш.Г. Шарипов  
Н.Н. Шманов  
А.М. Щипачев

Т77      **Трубопроводный транспорт– 2021:** тезисы докладов XVI Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021.– 448с.

ISBN 978-5-7831-2149-4

Представлены тезисы докладов международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2021», 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 978-5-7831-2149-4

© Оформление ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», 2021  
© Коллектив авторов, 2021



***Уважаемые коллеги!***

*Рад приветствовать от имени руководства Уфимского государственного нефтяного технического университета участников Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2021».*

*Конференция, проводимая с 2005 года, привлекает наиболее заинтересованную аудиторию, позволяя обсудить научные проблемы и перспективы развития в области трубопроводного транспорта энергоресурсов.*

*Я уверен, что общими усилиями коллектива преподавателей, научных работников, молодых учёных и специалистов профильных организаций, мы сможем найти ответы на актуальные вопросы отрасли с учётом новых тенденций в области образования, науки и инноваций. Аккумулированные знания, энергия и творческий потенциал создают огромные перспективы для всех участников столь значимой конференции!*

*Конференция стала традиционной площадкой, которая объединяет профессионалов в области трубопроводного транспорта. Возможность обмена последними научными достижениями, несомненно, будет способствовать внедрению результатов исследований в производство и позволит повысить качество подготовки выпускников университета.*

*Желаю вам плодотворной работы, реализации всех планов и замыслов.*

*С уважением, ректор УГНТУ О.А. Баулин, 2021.*



## ***Уважаемые участники конференции!***



*Приветствую вас на XVI Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2021».*

*Конференция посвящается 120-летию со дня рождения Всеволода Сергеевича Яблонского, стоявшего у истоков создания кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа» Уфимского государственного нефтяного технического университета и Уфимской научной школы в области трубопроводного транспорта.*

*Им опубликовано более 110 научных работ, в том числе 19 монографий, посвященных таким основополагающим вопросам в области трубопроводного транспорта, как гидравлика, теплопередача, сооружение и эксплуатация нефтепроводов, проектирование газонефтепроводов и др.*

*Всеволод Сергеевич посвятил всю свою жизнь не только решению научных проблем, но и воспитанию будущих специалистов. Огромное внимание им было уделено и вопросам совершенствования образования.*

*От имени оргкомитета хочется выразить благодарность авторам, откликнувшимся на наше приглашение, и пожелать научных и творческих успехов, крепкого здоровья и удачи.*

*Председатель  
оргкомитета конференции*

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

*2021*

*К 120ой годовщине со дня рождения*  
**ВСЕВОЛОДА СЕРГЕЕВИЧА ЯБЛОНСКОГО**  
*(1901 – 1963)*



Всеволод Сергеевич Яблонский, доктор технических наук, профессор – один из крупнейших ученых, выдающийся специалист и педагог в области транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа, основатель научных школ Москвы и Уфы в данной области.

7 ноября 2021 года ему исполнилось сто двадцать лет со дня рождения. Его короткая жизнь оставила достаточно глубокий след в науке и технике трубопроводного транспорта. Многие его разработки не утратили своей научной и практической ценности и по настоящее время.

В.С. Яблонский родился в 1901 в Оренбурге в семье военного. В 1915 году во время первой мировой войны погиб его отец, и Яблонскому с ранних лет пришлось бороться за свое существование. После окончания в 1919 году реального училища он добровольцем вступил в Красную Армию, где прослужил более 5 лет. Будучи еще военным, В.С. Яблонский поступил в 1922 году в 1-ый Московский государственный университет на физико-математический факультет по специальности «Аэродинамика», который успешно закончил в 1928 году. С этого времени вся научная деятельность Всеволода Сергеевича связана с тепловыми процессами и трубной гидравликой.

Чтобы жить и учиться он работает сначала заведующим книжным складом, а затем научным сотрудником и заведующим лабораторией в Государственном исследовательском нефтяном институте.

По рекомендации профессора Л.С. Лейбензона в апреле 1930 г. И.М. Губкин приглашает В.С. Яблонского на работу в Московский нефтяной институт

(позднее им. И.М. Губкина), в котором он проработал 27 лет на должностях от ассистента до профессора и заведующего кафедрой транспорта и хранения нефти и газа.

В 1936 году В.С. Яблонский успешно защитил кандидатскую, а в 1945 году докторскую диссертацию. Тематикой докторской была последовательная перекачка нефтей (или нефтепродуктов) по одному трубопроводу. Это был, для того времени, новый, весьма эффективный, способ транспорта нефтепродуктов. Всеволод Сергеевич первым в мире предложил этот способ перекачки, разработал теоретически, обосновал экономически и довел до практической реализации. Сегодня транспортные услуги по доставке светлых нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам России общей протяженностью более 20 тыс. км осуществляет ПАО «Транснефть».

Кроме научной В.С. Яблонский вел большую педагогическую работу. При его личном участии и руководстве были созданы редкие сейчас учебники, учебные пособия, руководства и справочники. Ряд книг профессора Яблонского издан в Китае и Чехословакии.

В 1957 году Всеволод Сергеевич перешел на постоянную работу в Уфимский нефтяной институт (до этого он возглавлял кафедру «Транспорт и хранение нефти и газа» в Московском нефтяном институте имени И.М. Губкина более 15 лет), и возглавил одноименную кафедру.

За очень короткий срок В.С. Яблонскому удалось создать сильнейшую в области транспорта и хранения нефти и газа научную школу, признанную и за рубежом. Профессором Яблонским и его коллегами был выполнен ряд наиболее важных фундаментальных исследований, которые не потеряли актуальности и в настоящее время:

- последовательная перекачка нескольких нефтепродуктов по одному нефтепроводу;
- гидромеханика неизотермических потоков при различных условиях теплообмена;
- гидравлика нефтепродуктов.

В институте сразу же открылась аспирантура. Первыми аспирантами стали Г.З. Закиров и К.Д. Фролов. В 1960 г. при кафедре, благодаря Яблонскому, была создана отраслевая лаборатория трубопроводного транспорта, которая просуществовала около 30 лет. Лаборатория явилась научной базой для аспирантских и докторских работ. В дальнейшем лабораторные установки переходили в учебный процесс, а ученики Всеволода Сергеевича стали докторами наук, академиками, заслуженными деятелями науки и техники. О силе созданного В.С. Яблонским научного потенциала говорит и то, что в 1969 году в Уфимском нефтяном институте стало возможным открыть Совет по защите кандидатских и докторских диссертаций. А в 1975 г. в институте был открыт первый в стране факультет трубопроводного транспорта.

Правительство высоко оценило деятельность В.С. Яблонского. Он был награжден орденом «Знак Почета» (1945 г.), медалью «За оборону Москвы» (1945 г.), медалью «За доблестный труд в период Великой Отечественной войны с 1941 по 1945 гг.» (1946 г.), медалью «В память 800-летия Москвы» (1947 г.). В 1962 году ему было присвоено почетное звание «Заслуженный деятель науки и техники РСФСР».

Заслуженный деятель науки и техники РСФСР, доктор технических наук, профессор Всеволод Сергеевич Яблонский был прекрасным человеком, замечательным педагогом и воспитателем. Память о нем живет в поколениях его учеников, на факультете трубопроводного транспорта учреждена именная стипендия имени профессора В.С. Яблонского, которая вручается уже более двадцати лет в дни празднования Суверенитета Республики Башкортостан, создан и работает мультимедийный учебный класс его имени.

*Е.М. Муфтахов, Ю.А. Фролов, В.Н. Муфтахова,  
УГНТУ, г.Уфа*

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

## **ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ГРУНТА ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ БОЛОТ**

*Н.В. Абдуллин, Т.А. Тимеркаев, УГНТУ, г. Уфа*

Ремонт магистральных трубопроводов, проложенных в северных регионах и заболоченных участках сильно осложняется.

Основными методами повышения устойчивости грунта являются: укрепление грунтов способом цементации, химическое закрепление грунтов (силикатизация) и искусственное замораживание грунтов.

Был исследован метод искусственного низкотемпературного замораживания грунта с использованием жидкого азота. Данный метод имеет ряд преимуществ. Низкая температура жидкого азота (минус  $196^{\circ}\text{C}$ ) позволяет ускорить процесс замораживания, чем при процессе замораживания с использованием рассола. Так как жидкий азот безвреден, по окончании процесса замораживания его выпускают в атмосферу то нет необходимости в применении замкнутых и громоздких трубопроводных установок. Процесс заморозки грунта происходит очень быстро, что важно при высокой скорости поступления грунтовых вод в ремонтный котлован.

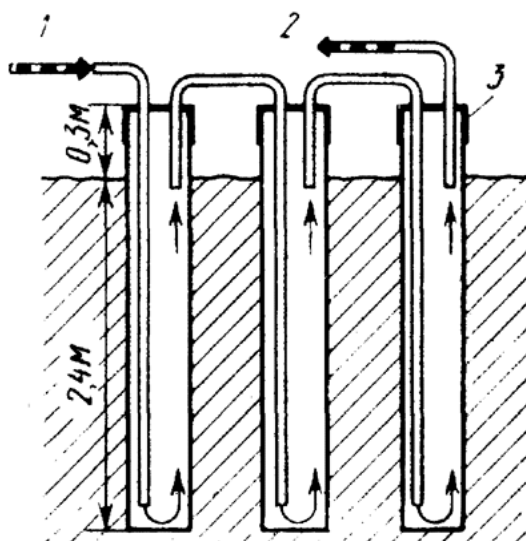
Метод замораживания грунта жидким азотом стал стандартной методикой обработки неустойчивых грунтов, а также мест утечек.

Для того чтобы заморозить  $1 \text{ м}^3$  грунта нужно 1000 литров жидкого азота, что является весьма экономичным.

Жидкий азот - это бесцветная жидкость, температура испарения при атмосферном давлении равна минус  $195,8^{\circ}\text{C}$ .

Жидкий азот, по сравнению с такими хладагентами как аммиак, фреон, используют однократно, после его испарения, жидкий азот его выпускают в атмосферу.

Замораживающие колонки соединяются последовательно в одну общую систему. Жидким азотом заполняют первую замораживающую колонку. В кольцевом пространстве колонки жидкий азот испаряется и в газообразном состоянии поднимается к оголовку колонки, откуда затем по трубопроводу поступает в питающую трубу соседней колонки и т. д. (рисунок 1). Из последней колонки данной системы он испаряется в атмосферу при температуре около минус  $40^{\circ}\text{C}$ .



1 – подводящая трубка; 2 – трубка для отвода испарившегося азота;  
3 – стальной оголовок замораживающей колонки  
Рисунок 1 – Схема азотного замораживания

Искусственное замораживание жидким азотом является простым и универсальным методом стабилизации и укрепления грунтов и обеспечения возможности ведения работ в водонасыщенных породах.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методы закрепления грунтов [Электронный ресурс] / Подземный эксперт. URL:<http://www.undergroundexpert.info/tehnologii/item/974-metody-zakreplenyagruntov> (дата обращения: 15.08.2019).
2. Основания и фундаменты [Электронный ресурс] / Библиотекарь.ру. URL:<http://www.bibliotekar.ru/spravochnik-127-fundamenty/89.htm> (дата обращения: 14.08.2019).

УДК 621.692.4

### **АНАЛИЗ ПОКРЫТИЙ НЕФТЕПРОВОДОВ, ПРЕПЯТСТВУЮЩИХ ФОРМИРОВАНИЮ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

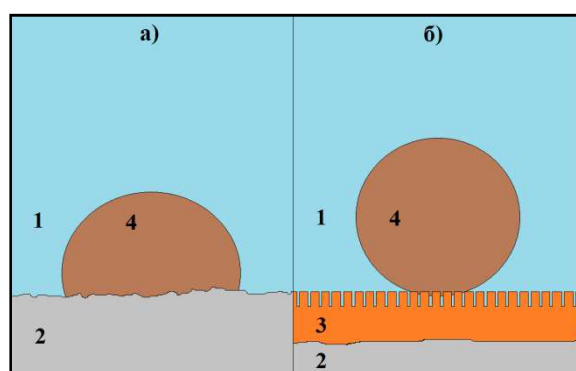
*Ю.Р. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время актуальным является транспорт парафинистых нефтей. Существуют различные способы предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО): «горячая» перекачка, ввод присадок, обработка нефти физическими методами. Однако эти методы не решают полностью проблему постепенного накопления отложений. Одним из возможных направлений борьбы с АСПО является применение антипарафиновых покрытий в нефтепроводах.

В области добычи нефти имеется положительный опыт применения полимерных покрытий насосно-компрессорных труб, препятствующих образованию АСПО. После нанесения покрытия средний межремонтный период увеличился в 5-6 раз.

В работе проведен анализ трех видов покрытий: покрытия с низкой поверхностной энергией, супергидрофильные и органогелевые покрытия. Покрытия с низкой поверхностной энергией представляют собой гладкие поверхности с высокой полярностью и очень низкой шероховатостью, которая препятствует адгезии парафина к поверхности. Поливинилхлорид и производные политетрафторэтилена являются примерами материалов таких покрытий.

Работа супергидрофильных покрытий основана на формировании тонкой водяной пленки, защищающей поверхность от осаждающихся кристаллов парафина (рисунок 1). Такие покрытия чаще всего изготавливаются конверсионными. На поверхности стали поочередно формируются цинковый слой, защищающий от коррозии, фосфатная пленка для формирования поверхности «рыбной чешуи» и пленка диоксида кремния для придания поверхности покрытия супергидрофильности.



1 – водяная пленка; 2 – сталь; 3 – гидрофильное покрытие; 4 – нефтяная капля  
а – поверхность углеродистой стали; б – гидрофильная поверхность  
Рисунок 1 – Принципиальная схема смачивания нефтяными каплями поверхностей

Поверхности органогелевых покрытий из полидиметилосилана (PDMS) обладают сверхнизкой адгезией, что существенно снижает накопление отложений на стенке трубопровода. Сила сцепления между кристаллами парафина и поверхностью PDMS в 500 раз меньше, чем у традиционных материалов. Органогели образуются в результате диффундирования PDMS компонентами сырой нефти с низкой молярной массой. Эта особенность позволяет веществу обладать способностью самовосстановления за счет компонентов транспортируемой нефти.

Применение покрытий позволяет решить проблему формирования плотных пристенных отложений, возникающих в процессе эксплуатации, снижая при этом эксплуатационные затраты на эксплуатацию трубопровода.

#### СПИСОК СПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Xi, Y. Self-Replenishable Anti-Waxing Organogel Materials / Y. Xi, W. Shuwang, C. Lie et al. // *Angewandte Chemie International Edition*. – 2015. – Vol. 54. – P. 8975-8979.
2. Bai, J. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines / J. Bai, X. Jin, J.T. Wu // *Petroleum Science*. – 2019. – Vol. 16. – P. 619-631.
3. Rashidi, M. A Study of a Novel Inter Pipe Coating Material for Paraffin Wax Deposition Control and Comparison of the Results with Current Mitigation Technique in Oil and Gas Industry /



- M. Rashidi, B. Mombekov, M. Marhamati // Offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, Malaysia. - 2016.
4. Wang, Z. A conversion coating on carbon steel with good anti-wax performance in crude oil / Z. Wang, Z. Liqun, L. Huicong et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2013. – Vol. 112. – P. 266-272.
5. Wang, Z. Bioinspired in Situ Growth of Conversion Films with Underwater Superoleophobicity and Excellent Self-Cleaning Performance / Z. Wang, Z. Liqun, L. Weiping et al. // ACS Applied Materials & Interfaces. – 2013. – P. 10904-10911.

УДК 622.692.4

## РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ НАХОЖДЕНИЯ РАБОЧЕЙ ТОЧКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА ПРОСТОЙ ИТЕРАЦИИ В СИСТЕМЕ ТРУБОПРОВОД-НАСОС

*И.А. Артемьев, А.А. Нафикова, А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа*

Задача определения рабочей точки в системе трубопровод-насос на данный момент решается методом подбора или графо-аналитически [1]. Разработка методики на основе метода простой итерации позволит находить рабочую точку аналитически без существенных затрат на время, а также уменьшить скорость работы программ, использующих вещественный двоичный поиск, а также исключить ряд его неточностей, о которых будет рассказано далее.

Непосредственно необходимо решить уравнение равенства потребного напора трубопровода и развиваемого напора магистральных насосов с характеристикой  $H = a - bQ^2$  [2] в зонах гидравлически гладких труб и смешанного трения, так как решения в зоне квадратичного трения и ламинарном режиме являются тривиальными [3].

Предложенная методика основана на сведении уравнения равенства напоров в зоне гладкого трения к виду (1), в зоне смешанного трения (2).

$$\gamma = \beta w^{1,75} + w^2, \quad (1)$$

$$w^2 \cdot (B + C \cdot (1 + b/w))^{0,25} = A, \quad (2)$$

где  $\gamma$  – коэффициенты, характеризующие напор насоса при нулевом расходе, учитывающий влияние геометрических параметров трубопровода и вязкости продукта;

$\beta$  – коэффициент, характеризующие скорость падения кривой насоса, учитывающий влияние геометрических параметров трубопровода и вязкости продукта;

$B$  – коэффициент, характеризующие скорость падения кривой насоса;

$A$  – коэффициент, характеризующие напор насоса при расходе 0;

$C$  – коэффициент, учитывающий влияние геометрических параметров трубопровода и вязкости продукта;

$b$  – коэффициент, учитывающий соотношение вязкости флюида и шероховатости трубопровода.

Реализация метода была произведена с использованием интерпретируемого языка программирования Python. Первое уравнение было решено разби-

нием на два случая (3-4), так как  $\beta$  не является параметров фиксированным с двух сторон.

$$\gamma < 2 \cdot \beta^8, \quad (3)$$

$$\gamma > 2 \cdot \beta^8. \quad (4)$$

Второе уравнение было решено без разбиения, так как  $b$  имеет точные границы. На рисунках 1 и 2 представлены ключевые фрагменты программы, реализующие алгоритмы решения поставленной задачи.

```

46         if e3 < 0:
47             t1 = (γ / (β * K1)) ** (1 / 7)
48             t2 = (γ / (β + t1)) ** (1 / 7)
49             t3 = (γ / (β + t2)) ** (1 / 7)
50             w = (γ / (β + t3)) ** (1 / 1.75)
51             Ht = 0.3164 / (w * d / v) ** 0.25 * L / d * w ** 2 / (2 * g)
52         else:
53             t1 = (γ / K1) ** (1 / 8)
54             t2 = (γ / (1 + β / t1)) ** (1 / 8)
55             t3 = (γ / (1 + β / t2)) ** (1 / 8)
56             w = (γ / (β + t3)) ** (1 / 1.75)
57             Ht = 0.3164 / (w * d / v) ** 0.25 * L / d * w ** 2 / (2 * g)

```

Рисунок 1 – Решение уравнения в зоне гидравлически гладких труб

```

59         w2 = 500 * w1
60         d1 = 0.11 * 68 ** 0.25 * v ** 0.25 * L / (2 * g * d ** 1.75)
61         c1 = B + 0.11 * k ** 0.25 / d ** 1.75 * L / (2 * g)
62         e2 = A - d1 * w2 ** 1.75 - c1 * w2 ** 2
63         if e2 < 0:
64             w1 = (A / (B + C * K2 ** 0.25)) ** 0.5
65             w2 = (A / (B + C * (1 + b / w1) ** 0.25)) ** 0.5
66             w3 = (A / (B + C * (1 + b / w2) ** 0.25)) ** 0.5
67             w = (A / (B + C * (1 + b / w3) ** 0.25)) ** 0.5
68             Ht = 0.11 * (68 / (d * w / v) + k / d) ** 0.25 * L / d * w ** 2 / (2 * g)

```

Рисунок 2 – Решение уравнения в зоне смешанного трения

По итогам написания программы было проведено сравнение представленного алгоритма с методом вещественного двоичного поиска, в результате которого было выявлено, что работа с предложенной программой дает выигрыш в скорости в среднем 15-20 %. Также были обнаружены неточности в методе подбора рабочей точки с помощью вещественного двоичного поиска, так как данный метод можно применять только для монотонно возрастающей функции, в то время как зависимость потребного напора от расхода представляет собой кусочно-заданную функцию с точками разрыва первого рода в местах смена режима трения, что вызывает ошибку типа бесконечной рекурсии.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для ВУЗов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
2. Тугунов, П.И. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для ВУЗов/ П.И. Тугунов., В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО "Дизайн-ПолиграфСервис", 2002. – 658 с.
3. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов – Москва, 2002 г.

## МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СКОРОСТИ ПРИ ПОСТОЯННОМ НАПОРЕ В РЕЖИМЕ СМЕШАННОГО ТРЕНИЯ

*И.А. Артемьев, А.А. Нафикова, УГНТУ, г. Уфа*

Задача определения скорости при постоянном напоре в зоне смешанного трения на данный момент считается трансцендентной и решается методом подбора или графо-аналитически [1]. Разработка аналитического решения данной задачи позволит решить классическую задачу о нахождении рабочей точки в системе трубопровод-насос.

Для нахождения решения предлагается использовать метод простой итерации, так как в контексте данной задачи этот метод не приведет к существенному росту итераций и в то же время позволит определить рабочую точку без использования ЭВМ (электронно-вычислительных машин) с существенным уменьшением затрат времени на расчеты, что в последствии позволит уменьшить необходимые вычислительные мощности ЭВМ для работы с большой базой данных.

Для решения данной задачи были использованы основные формулы гидравлики: формулы для определения первого и второго граничных чисел Рейнольдса, формула для расчета потерь Дарси-Вейсбаха [2], формула Альтшуля для коэффициента гидравлического сопротивления, формула для определения числа Рейнольдса [3].

Произведя некоторые подстановки, формула Дарси-Вейсбаха была сведена к полиному восьмой степени (1).

$$\left( \frac{2 \cdot g \cdot d^{1,25} \cdot H_t}{0,11 \cdot L \cdot k_9^{0,25}} \right)^4 = \frac{68 \cdot v}{k_9} \cdot w^7 + w^8. \quad (1)$$

Заменив свободный член на  $c$ , а коэффициент перед скоростью  $w^7$  на  $b$ , получено исходное для решения уравнение (2).

$$c = b \cdot w^7 + w^8. \quad (2)$$

Было необходимо найти аргумент функции  $f(w)=b \cdot w^7 + w^8$ , при котором функция равна  $c$ , так же наша функция состоит из суммы двух функций, которые вносят разный вклад в рост функции, при разных значениях аргумента. К тому же эти две функции равны в точке  $w=b$ , что показано на рисунке 1.

Для решения уравнение было сведено к двум разным видам в зависимости от аргумента, далее было определено какая из двух функций вносит больший вклад в итоговое значение суммирующей функции.

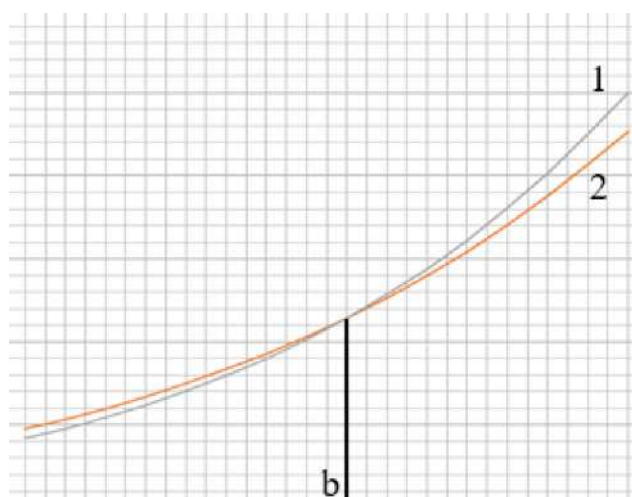
Были рассмотрены 3 случая (3-5):

$$c = 2 \cdot b^8, \quad (3)$$

$$c < 2 \cdot b^8, \quad (4)$$

$$c > 2 \cdot b^8. \quad (5)$$

Первый случай не требует рассмотрения, так как корнем уравнения и является  $b$  (рисунок 1).



1 –  $w^8$ , 2 –  $bw^7$ , b – корень уравнения в первом случае  
Рисунок 1 – Зависимость слагаемых полинома от скорости

В результате работы была получена таблица 1, по которой можно судить об эффективности данной методики, каждая последующая итерация уменьшала погрешность приблизительно на порядок. Также была выявлена возможность применения метода простой итерации без разделения на 2 случая с появлением необходимости в дополнительной итерации для достижения аналогичной точности.

Таблица 1 – Эффективность методики

| Методики                 |                   | Погрешность, % |            |            |            |
|--------------------------|-------------------|----------------|------------|------------|------------|
|                          |                   | 1 итерация     | 2 итерация | 3 итерация | 4 итерация |
| С разделением на случаи  | $c < 2 \cdot b^8$ | -3,969         | 0,28       | -0,02      | -          |
|                          | $c > 2 \cdot b^8$ | 3,535          | 0,223      | 0,014      | -          |
| Без разделения на случаи |                   | 12             | -1,24      | -0,14      | 0,015      |

Согласно полученным результатам можно сделать вывод о том, что применение простой итерации является более эффективным методом решения данной задачи по сравнению с классическими методами подбора и графоаналитическим. Данный метод можно применять на диспетчерских пунктах, при расчетах смены режимов работы насоса.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для ВУЗов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
2. Тугунов, П.И. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для ВУЗов/ П.И. Тугунов., В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО "Дизайн-ПолиграфСервис", 2002. – 658 с.
3. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов – Москва, 2002 г.

**КОРРОЗИОННАЯ АКТИВНОСТЬ ГРУНТОВ***Б.К. Атымтаева, И.К. Тургазинов,**Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан*

В настоящее время, основным конструкционным материалом для сооружения нефтепроводов является сталь, которая обладает хорошими прочностными свойствами. При этом, повреждения внешней поверхности подземного трубопровода главным образом связаны с воздействием коррозионно-активной среды (почва и грунты).

После длительной эксплуатации магистральных нефтепроводов изоляционное покрытие стареет и перестает выполнять защитные функции, вследствие чего коррозионное состояние подземных нефтепроводов существенно ухудшается.

На коррозию металлов в грунтах влияет множество факторов: влажность грунта, химико-минералогический состав, гранулометрический состав, воздухопроницаемость, содержание газов, химический состав поровых растворов, pH среды, количество органического вещества, микробиологический состав, электропроводность грунтов, температура, мерзлое или талое состояние. Все перечисленные факторы могут действовать как по отдельности, так и одновременно в конкретном участке трубопровода. Один и тот же фактор при различных сочетаниях с другими может в одних случаях ускорять, а в других случаях замедлять скорость коррозии металла. Следовательно, оценка коррозионной активности среды по какому-либо одному фактору невозможна [1,2].

Объектом исследования являются пробы грунтов вдоль магистрального нефтепровода в Павлодарской области РК. В лаборатории были проведены такие анализы как определение влажности, электрической проводимости, измерение pH, определение сульфат-ионов, хлорид-ионов, карбонат и бикарбонат-ионов в водной вытяжке, а также определение удельного электрического сопротивления грунта (таблица 1).

Таблица 1 - Результаты физико-химического анализа грунтов

| Наименование показателя  | Ед.изм.       | НД на методы испытаний | 1                   | 2                    | 3                    | 4                    | 5                   |
|--------------------------|---------------|------------------------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------|
| pH водной вытяжки        |               | СТ РК ИСО 10390-2007   | 7,78                | 6,60                 | 6,74                 | 7,16                 | 7,02                |
| Электропроводность       | мкСм/см       | ГОСТ 26423-85          | 122,4               | 1322,7               | 4369,7               | 1223,9               | 938                 |
| Влажность                | %             | ГОСТ 5180-2015         | 0,72                | 3,03                 | 8,48                 | 3,73                 | 3,23                |
| Содержание сульфат-ионов | ммоль/100г/ % | ГОСТ 26426-85          | <u>0,52</u><br>0,03 | <u>1,46</u><br>0,07  | <u>6,77</u><br>0,33  | <u>1,15</u><br>0,06  | <u>1,15</u><br>0,06 |
| Содержание хлорид-ионов  | ммоль/100г/ % | ГОСТ 26425-85          | <u>1,0</u><br>0,036 | <u>15,0</u><br>0,533 | <u>36,0</u><br>1,278 | <u>21,5</u><br>0,763 | <u>9,0</u><br>0,320 |
| Содержание бикарбоната   | ммоль/100г/ % | ГОСТ 26424-85          | <u>0,4</u><br>0,024 | <u>0,25</u><br>0,015 | <u>0,1</u><br>0,006  | <u>0,2</u><br>0,012  | <u>0,2</u><br>0,012 |
| Удельное сопротивление   | Ом·м          | ГОСТ 9.602-2016        | 110                 | 44,5                 | 17,0                 | 4,4                  | 5,31                |

Как видно из данных таблицы 1, значения электропроводности на исследованных отметках колеблются от 122,4 до 4369,7 мкСм/см. По 3-й пробе видно, что электропроводность высокая, это объясняется тем, что на этой отметке наблюдается высокое содержание сульфат и хлорид-ионов. С увеличением содержания солей легче протекают анодные и катодные электродные процессы, что снижает электросопротивление.

Значения влажности грунтов на отметках колеблются от 0,72 до 8,48 %. Влажность грунтов на всех отметках с высокими значениями удельных сопротивлений грунтов находится на уровне 3,73 - 8,48 %, что в совокупности с другими факторами может благоприятно влиять на протекание процессов коррозии нефтепровода.

Кислотность почвы в большинстве случаев не оказывает непосредственного влияния на скорость коррозии и значение pH составляет 6,0 – 7,5. pH водной вытяжки грунтов на данном участке варьирует в пределах 6,60 – 7,78 и характеризуются нейтрально-слабощелочной средой.

Хлориды и сульфаты повышают коррозионную агрессивность среды. Адсорбируясь на поверхности металла, они образуют соединения, обладающие хорошей растворимостью, что приводит к увеличению скорости коррозии сталей. На отметке 3 видно, что содержание хлорид-ионов 36 ммоль/в 100 г почвы (1,278 %), также на этой отметке содержание сульфат-ионов 6,77 ммоль/в 100 г почвы (0,33 %) что характеризует очень высокую коррозионную активность грунта. Содержание бикарбонатов на отметках данного участка колеблется в пределах от 0,1 ммоль/в 100 г почвы (0,006 %) до 0,4 ммоль/в 100 г почвы (0,024 %). Бикарбонат-ионы в совокупности определенных факторов (pH, температура, содержание ионов кальция, ионов хлора) связывается (вступает в реакцию) с ионами железа ( $Fe^{2+}$ ) металла трубопровода. В результате на поверхности металла трубопровода образуются твердые отложения карбоната железа ( $FeCO_3$ ), которые выполняют функцию барьерных элементов и препятствуют дальнейшему развитию коррозионного процесса.

В заключении следует отметить, что пробы, отобранные на участках с удельным сопротивлением грунтов ниже 20 Ом·м (в таблице 1 отмечено красным цветом), относятся к грунтам высокой коррозионной агрессивности согласно ГОСТу 9.602-2016. На данных участках характерно высокое содержание хлорид и сульфат-ионов, а также повышенные показания электропроводности, что в совокупности с влажностью позволяет отнести данные участки к участкам высокой коррозионной опасности.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Великолецкий М.А. Коррозионная активность грунтов в различных природных зонах/ М. А. Великоцкий // Вестник Московского университета. Сер. 5, География. 2010. N 1. С. 2127
2. С. С. Виноградова, А. А. Зигангирова, И. А. Щербаков комплексная оценка коррозионной агрессивности грунтов участка магистрального нефтепровода // ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ // Вестник технологического университета. 2017. Т.20, №18

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ**

*Д.Д. Ахметзянова, А.М. Щипачев,  
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург*

В настоящее время практически во всех сферах деятельности так или иначе задействованы информационные технологии. Нефтегазовая промышленность не осталась в стороне – активное внедрение и использование вычислительной техники позволяет отслеживать важные технологические параметры, устранять ошибки, прогнозировать состояние нефтегазовых систем. Обработка большого объема технологической информации не позволяет найти решение в короткие сроки, что негативно сказывается на производственном процессе. Таким образом, на данный момент необходимо найти инновационное решение, которое способно поднять эффективность производства. Удобным методом анализа данных являются так называемые искусственные нейронные сети (ИНС). С их помощью возможно полное и всестороннее моделирование процессов функционирования технологических систем в достаточно короткие сроки, а также решение сложных прикладных задач [2].

Искусственный интеллект можно применить ко всем областям нефтегазовой отрасли. Например, использование ИНС для отслеживания основных параметров при бурении скважин (температура, вибрация, нагрузка на буровой инструмент и т.д.) позволяет снизить риски выхода за пределы тонкослоистого нефтенасыщенного пласта. ИНС способны автоматизировать процесс и выдавать оперативные решения по управлению скважинами в режиме реального времени. С помощью искусственного интеллекта можно осуществлять удаленное управление технологическими объектами газонефтедобычи, увеличивать дебит углеводородов, устанавливать оптимальное распределение приемистости нагнетательных скважин и т.д. Все перечисленные варианты применения ИНС доказывают, что их использование позволяет наиболее полно реализовать потенциал системы разработки месторождений. В процессе транспортировки углеводородов необходимо оценивать и прогнозировать остаточный ресурс трубопроводов. Значительно упростить процесс математического моделирования для получения достоверной информации о состоянии объектов транспорта могут системы искусственного интеллекта.

Основной проблемой диагностики состояния трубопроводных систем транспорта углеводородов является неточная обработка данных, основанных на нескольких видах неразрушающего контроля, и учет их взаимного влияния друг на друга. Применение нейро-нечеткого моделирования для оценки остаточного ресурса на основе разнородных данных диагностики металла позволяет значительно уменьшить срок и сложность обработки данных, а также увеличить их точность. Создание математической модели на основе входных данных состояния металла помогает спрогнозировать работу для любого момента времени эксплуатации трубопроводов на заданном расстоянии.

При анализе долговечности различных участков газонефтепроводов следует учитывать их циклические нагрузки, которые представляют собой сложные синусоидальные зависимости, учитывающие пульсации давления в трубопроводах, воздействие внешних сил, длину рассматриваемого участка и т.д [1]. Т.к. стенка трубопровода испытывает циклические перепады напряжения, то необходимо измерить амплитуду пульсаций давления углеводорода. Опасность усталостного разрушения металла учитывается в зонах концентрации напряжений, а именно в дефектах стенки трубы (геометрические дефекты, дефекты сварных швов, коррозионные каверны и т.д.). Значения усталостной прочности для стенки трубопровода определяются по правилу Нейбера для нахождения локальных концентраторов напряжений и деформаций [3]. Таким образом, зная диагностические характеристики образца (например, скорость прохождения ультразвуковых волн через металл, твердость и т.д.), полученные в лабораторных условиях, можно анализировать степень циклической усталости. Технологии искусственного нейромоделирования позволяют по нечетким данным диагностики образца спрогнозировать его состояние в любой момент времени. Входными параметрами являются полученные при исследовании образцов диагностические характеристики, а также свойства материала. Далее ИНС проводит обучение на данном массиве и дает результат – выходные параметры – остаточный ресурс металла на всем протяжении времени его работы. Главной особенностью нейросетей является их способность к переобучению: чем больше оценок материала будет проведено, тем точнее будут получены результаты в будущем.

Эффективность применения ИНС заключается в простоте обработки информации по сравнению с другими аналитическими методами, а также скорости и точности результата. Возможность учитывать нечеткие входные параметры дает ИНС особое преимущество перед другими расчетами. Таким образом, можно утверждать об актуальности использования искусственного интеллекта в решении задач диагностики магистральных газонефтепроводов, а также других направлениях нефтегазовой отрасли. Создание уникального программного продукта, способного точно и быстро прогнозировать технологические параметры объектов нефтегазовой промышленности, значительно упрощает работу специалистов в рамках производственного процесса.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Прохоров А.Е. Оценка степени поврежденности оборудования, эксплуатируемого в условиях малоциклового усталости, с учетом параметров поверхностной энергии: автореф. дис. на соиск. учен. степ. к.т.н. – Уфа: 2005. – 23 с.
2. Уоссермен Ф. Нейрокомпьютерная техника: Теория и практика. – М.: Мир, 1992. – 184с.
3. Наумкин Е.А. Методология прогнозирования ресурса нефтегазового оборудования, эксплуатируемого в условиях циклического нагружения, на стадии проектирования: автореф. дис. д.т.н. – Уфа, 2011. – 48 с.



**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕВОДА  
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ  
ПО ДРУГОМУ ФУНКЦИОНАЛЬНОМУ НАЗНАЧЕНИЮ**

*Р.М. Бадртдинов, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время число магистральных трубопроводов увеличивается с каждым годом, из-за чего происходит перераспределение потоков нефти и нефтепродуктов. Это приводит к тому, что многие действующие магистральные нефтепроводы уменьшают свой грузооборот, а иные и вовсе консервируются. В то же время некоторые из них могут быть использованы по другому функциональному назначению, предварительно пройдя оценку технического состояния и определенные этапы подготовки для дальнейшей эксплуатации. [1,2]

Главной задачей при подготовке магистрального нефтепровода будет являться очистка внутренней поверхности трубопровода и оборудования от остатков нефти, асфальтосмолопарафиновых отложений, механических примесей и продуктов коррозии. На данный момент существует множество современных механических очистных устройств, а также различного рода химических реагентов и комбинаций очистки. Однако проблемы их эффективности и экономичности остаются актуальными и по сей день. [3]

Для уменьшения затрат, связанных с переводом трубопроводов по другому функциональному назначению предлагается использовать состав из наиболее доступных реагентов на основе газового конденсата и каталитического газойля. Повышение эффективности может быть достигнуто путем соблюдения наиболее благоприятных условий протекания химической реакции по растворению отложений, правильной последовательности пропуска очистных устройств и ввода ингибиторов. При этом условия химической реакции определяются экспериментально и должны учитывать: состав и толщину отложений, скорость и температуру перекачки, соотношение компонентного состава, как отложений, так и используемых растворителей.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Ямуров, Н.Р. Адаптивные стратегии развития систем трубопроводного транспорта / Н.Р. Ямуров, Н.И. Крюков, Ю.А. Фролов, Р.Г. Шарафиев, А.Г. Сираев, Р.Г. Ишмуратов, Р.Х. Зайнуллин, В.В. Ерофеев, М.В. Шахматов, А.Г. Игнатъев, С.В. Ерофеев. – Челябинск: Изд-во ЦНТИ, 2003. -278с.
2. Ревель-Муроз, П.А. Перевод на транспортировку дизельного топлива нефтепровода и оборудования, применяемого на объектах ОАО "АК "Транснефть" / П.А. Ревель-Муроз, А.А. Поляков, Я.М. Фридлянд, Ф.В. Тимофеев, С. Н. Замалаев. - Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. №2(18). – С. 16-20.
3. Лисин, Ю.В. Химические реагенты в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / Ю.В. Лисин, Б.Н. Мастобаев, А.М. Шаммазов, Э.М. Мовсум-Заде. – СПб.: Недра, 2012. – 360с.

**УТОЧНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВОЛНЫ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ УТЕЧКИ ИЛИ КРИМИНАЛЬНОЙ ВРЕЗКИ НА МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ**

*В.В. Бараков, Р.А. Шестаков,  
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва*

В процессе эксплуатации магистрального нефтепровода, работающего по умолчанию в установившемся режиме, периодически возникают те или иные технологические операции, а также аварийные ситуации, порождающие появление в трубопроводе переходного (неустановившегося, нестационарного) процесса – процесса, при котором технологические параметры, главными из которых являются давление и расход, меняются не только от сечения к сечению, но и в каждый момент времени [1]. Такими операциями могут являться резкое перекрытие сечения трубопровода (резкое перекрытие запорной арматуры), смена режима работы или останов нефтеперекачивающей станции и другого линейного оборудования, а также подкачка или откачка нефти через отвод. Переходные процессы приводят к возникновению и распространению волны давления по течению и против течения перекачиваемого продукта. В магистральном нефтепроводе волна давления, амплитуда которой является достаточно большой величиной по модулю, может не только нарушить безопасность и бесперебойность работы нефтепровода, но и породить такое явление как гидроудар, который может вызвать нарушение целостности и даже разрыв трубопровода и его конструкции, что говорит о следующем: исследование переходных процессов, а также методов обнаружения аварийных причин их появления (в частности утечка или несанкционированная врезка), в частности проблема уточнения математической модели, на которой построено данное исследование является проблемой не только трубопроводного транспорта, но и всей нефтегазовой отрасли в целом [1-2].

В данной работе рассматривается магистральный нефтепровод, на котором в заданном сечении возникает утечка или несанкционированная врезка, что ставит цель не только провести исследование возникновения и распространения волны давления в нефтепроводе в каждый момент времени, но и дополнительно проанализировать эффективность существующих на сегодняшний день методов обнаружения утечек, в частности таких методов, как метод дифференциального давления и отрицательных волн давления, а также рассмотреть возможности улучшения математической модели.

Для достижения данной цели автором был разработан программный комплекс на языке программирования Python, моделирующий работу нефтепровода при утечке или несанкционированной врезке (рисунок 1).

В основе математической модели, на которой строится расчет программного комплекса, лежит метод характеристик. Дополнительно к данной системе накладываются граничные условия для начального и конечного сечений, а также условия сопряжения для вставок и для сечения, в котором происходит утечка или несанкционированная врезка [2-3].

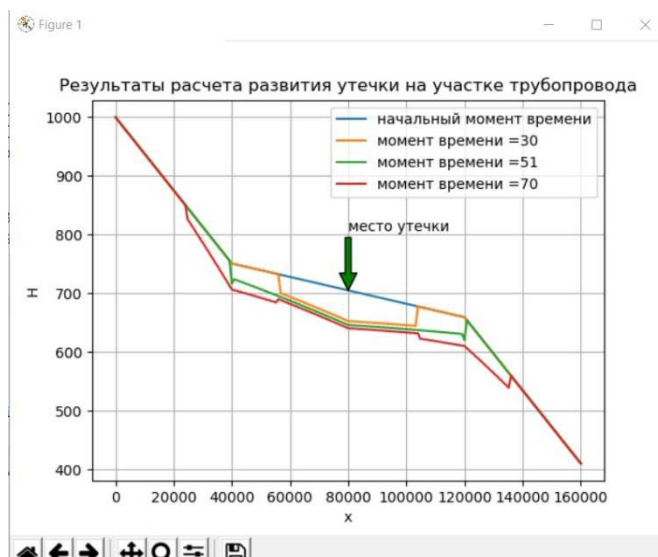


Рисунок 1 – Визуализация моделирования переходного процесса на магистральном нефтепроводе в программной комплексе

Анализ визуализированного результата моделирования переходного процесса на магистральном нефтепроводе позволяет сформулировать следующие выводы:

1. даже при малом сечении, из которого происходит истечение нефти, возникает волна давления большой амплитуды;
2. постепенное нарастание по модулю волны давления из места истечения нефти приводит к необходимости как можно быстрее обнаружить и устранить причину утечки;
3. вставки порождают меньшие волны давления, идущие как по течению нефти, так и против него [3].

Таким образом, за счет достижения поставленных целей достигнута главная цель – усовершенствована (разработана уточненная) математическая модель переходного процесса в нефтепроводе, которая учитывает сложную конструкцию участка нефтепровода, на котором произошла утечка или несанкционированная врезка.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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.
2. Уланов В.В., Яцкевич Д.А., Филиппов С.А. К вопросу о моделировании гидравлического удара в трубопроводах - Промышленный сервис. 2015. № 4 (57). С. 33-39.
3. Бараков В.В., Шестаков Р.А. Исследование неустановившихся процессов при образовании утечки или криминальной врезки в трубопроводе // Сборник трудов 75-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2021». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – С. 32-40.

## **КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАУЧНЫХ РАЗРАБОТОК В ОБЛАСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

*А.Р. Бахтизина, Д.С. Мошкалёв, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

**Ключевые слова:** *оценка экономической эффективности, трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов, научная разработка, критерии оценки, экономические и внеэкономические эффекты.*

**Аннотация:** *Объектом исследования данной статьи является оценка экономической эффективности научных разработок, выполняемых в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. К данным разработкам могут быть отнесены научно-исследовательское, опытно-конструкторские, технологические и иные исследовательские работы, выполняемые в интересах организаций, осуществляющих трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов.*

*В ходе исследования проведен анализ основных видов научных разработок, выполняемых в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. Авторами разработаны критерии отнесения научных разработок по группам экономических и внеэкономических эффектов и предложен порядок подготовки обосновывающих материалов и проведения оценки экономической эффективности на различных этапах жизненного цикла научных разработок.*

К научными разработкам, выполняемым в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, относятся теоретические и экспериментальные исследования, научно-практические, технологические и опытно-конструкторские работы, направленные на решение прикладных задач организаций, осуществляющих трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов, в исследовательской, организационной, технологической и производственной сферах.

По результатам проведенного анализа научных разработок в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов можно выделить следующие основные виды разработок:

- научно-исследовательская работа: Комплекс теоретических и (или) экспериментальных исследований, проводимых с целью получения обоснованных исходных данных, изыскания принципов и путей создания (модернизации) продукции [3];
- опытно-конструкторская работа: Комплекс работ по разработке конструкторской и технологической документации на опытный образец, изготовлению и испытаниям опытного (головного) образца (опытной партии), выполняемых для создания (модернизации) продукции [4];
- технологическая работа: Практические исследования по разработке и модернизации нормативной и технологической документации, определяющей требования и процедуры реализации производственной деятельности, разработки новых технологий.

В результате реализации научных разработок возникают как экономические эффекты, выражающиеся в увеличении доходов или снижении расходов организации, так и внеэкономические эффекты, выражающиеся в достижении решения актуальных задач обеспечения и развития деятельности организации в сфере безопасности и повышения надежности функционирования, экологической сфере, управлении, социальной сфере, сфере поисковых исследований и получения новых знаний или в исполнении требований законодательства Российской Федерации [1].

На основании проведенного анализа основных видов научных разработок, выполняемых в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, авторами статьи предлагаются критерии их отнесения по группам экономических и внеэкономических эффектов, приведенные в таблице 1. Каждой научной разработке соответствует определенный вид эффекта или их комбинация.

Отнесение научной разработки к той или иной группе может изменяться в зависимости от результатов работ, полученных на промежуточных или завершающих этапах.

Оценка экономической эффективности осуществляется на следующих основных этапах жизненного цикла научных разработок:

1. Предпроектная проработка научной разработки

Представляет собой подготовительный этап научной разработки. На данном этапе осуществляется подготовка материалов, обосновывающих необходимость проведения научной разработки (в т.ч. расчет планируемых затрат на выполнение научной разработки), и согласование данных материалов с организацией-заказчиком. В состав обосновывающих материалов включается технико-экономическое обоснование разработки. Экономический эффект определяется только для научных разработок, относящихся к Группе «Экономические эффекты», для остальных научных разработок (Группа «Внеэкономические эффекты») рассчитываются планируемые затраты на их проведение и описывается достижение внеэкономического эффекта [2].

2. Подготовка и оформление договорных документов

После согласования обосновывающих материалов с организацией-заказчиком осуществляется подготовка и оформление договорных документов на выполнение научной разработки. На данном этапе утверждаются, в том числе, техническое задание и календарный план на выполнение разработки. При необходимости проведения оценки экономической эффективности на отдельных этапах научной разработки данные требования учитываются в техническом задании и календарном плане.

Таблица 1 - Группы и виды эффектов от реализации научных разработок, выполняемых в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов

| № п/п | Группы эффектов                   | Критерии отнесения по группам эффектов                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | Виды эффектов                                                      | Критерии отнесения по видам эффектов                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|-------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1     | 2                                 | 3                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 4                                                                  | 5                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| 1.    | Группа «Экономические эффекты»    | Работы, характеризующиеся наличием экономических эффектов:<br>– увеличение доходов организации при реализации результатов научной разработки;<br>– уменьшение расходов организации при реализации результатов научной разработки.                                                                                                                                              | Увеличение доходов организации в результате реализации разработки  | Научные разработки, направленные на увеличение доходов организации за счет: повышения производительности основного технологического оборудования и улучшения его использования во времени; повышения производительности магистральных трубопроводов; ускорения темпов строительства, технического перевооружения, реконструкции и капитального ремонта оборудования, зданий и сооружений; иных мероприятий, направленных на увеличение доходов.                                                                               |
|       |                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Уменьшение расходов организации в результате реализации разработки | Научные разработки, направленные на уменьшение расходов организации за счет: внедрения инновационных технологий, систем и оборудования; инноваций, направленных на снижение расхода материально-технических ресурсов; импортозамещения и локализации производства аналогов импортной продукции без снижения требований к качеству продукции; повышения эффективности расходования энергоресурсов; совершенствования и оптимизации производственных и бизнес-процессов; иных мероприятий, направленных на уменьшение расходов. |
| 2.    | Группа «Внеэкономические эффекты» | Работы, направленные на достижение решения актуальных задач организации в сфере безопасности и повышения надежности функционирования, экологической сфере, управлении, социальной сфере, сфере фундаментальных исследований и получения новых знаний или во исполнение требований законодательства Российской Федерации, не характеризующиеся наличием экономических эффектов. | Эффекты генерации новых знаний                                     | Научные разработки, направленные на проведение фундаментальных исследований. Результатом работы являются новые знания в базовых для организации областях науки, техники и технологии. Эффект от разработки может быть определен только при последующем использовании в составе прикладной работы.                                                                                                                                                                                                                             |
|       |                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Технологические эффекты                                            | Научные разработки, направленные на достижение заданных технологических характеристик при разработке новых или совершенствовании существующих технологий и методик исследований и их апробации.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|       |                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Эффекты обеспечения безопасности и повышения надежности            | Научные разработки, направленные на обеспечение безопасности и повышение надежности функционирования организации. Результатом работы являются мероприятия по соблюдению норм пожарной, промышленной, технологической, транспортной, информационной, санитарной, экологической и производственной безопасности.                                                                                                                                                                                                                |
|       |                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Экологические эффекты                                              | Научные разработки, направленные на оценку экологических рисков и предотвращение экологического ущерба. Результатом работы являются оценка обоснованности внедрения техники/ технологии, мероприятия экологической направленности и др.                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|       |                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Управленческие эффекты                                             | Научные разработки, направленные на оптимизацию управления всеми сторонами деятельности организации. Результатом работы являются регламентирующие документы, концепции и планы развития, методические рекомендации.                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|       |                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Социальные эффекты                                                 | Научные разработки, направленные на достижение социальных результатов: улучшение условий труда, уменьшение травматизма, создание новых рабочих мест и др.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |

### 3. Выполнение научной разработки

В ходе выполнения научной разработки оценка экономической эффективности осуществляется, если данные требования предусмотрены договорным документом на выполнение научной разработки. На стадии завершения научных разработок, относящихся к Группе «Экономические эффекты», осуществляется корректировка технико-экономического обоснования разработки, подготовленного в ходе этапа предпроектной проработки, на основании уточняющих данных, полученных в ходе выполнения научной разработки.

### 4. Внедрение результата научной разработки в организации

После внедрения результата научной разработки в организации для мониторинга результатов осуществляются расчеты фактического экономического эффекта.

Предлагаемый авторами порядок подготовки обосновывающих материалов и проведения оценки экономической эффективности на различных этапах жизненного цикла научных разработок позволяет эффективно осуществлять отбор, выполнение и мониторинг результатов научных разработок в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сериков П.Ю., Сиволоцкий К.А., Балакирев А.А. Методы оценки экономической эффективности НИОКР и особенности их применения // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. - №6. – С. 620-635.
2. Сиволоцкий К.А., Зайцев С.Ф. Основные методы оценки экономической эффективности инвестиционных проектов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. - №3. – С. 40-45.
3. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 15.101-2021 Система разработки и постановки продукции на производство. Порядок выполнения научно-исследовательских работ.
4. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55385-2012 Интеллектуальная собственность. Научные произведения.

УДК 622.691.4.052

### **КАЛЬКУЛЯТОР ТЕПЛООВОГО РАСЧЁТА АВО ГАЗА**

*С.Н. Беляев, Н.П. Богданов, УГТУ, г. Ухта*

Поддержание значений параметров технологических режимов в диапазонах, рекомендованных нормативно-технологическими документами позволяет не только обеспечить безопасность процессов, а также продлить ресурс оборудования и оптимизировать его энергопотребление. Переход на системы автоматического регулирования позволяет дополнительно повысить надежность работы и снизить затраты на эксплуатацию. В отношении технологического оборудования компрессорных цехов (КЦ) магистральных трубопроводов в настоящее время на рынке предложен целый арсенал технических средств и программного обеспечения для оптимизации технологических процессов, как в автономном режиме, так и под управлением многоуровневых систем автоматического управления и регулирования. Поддержание нормативных значений рабочих па-

раметров технологических установок, как правило, основано на изменении управляющих воздействий или их сочетаний по оригинальным алгоритмам регулирования, зашитым в микроконтроллеры. Такие возможности управления режимами работы оборудования применимы в случае строительства новых или реконструкции уже действующих КЦ.

В случае длительно эксплуатируемых КЦ, не прошедших модернизацию, эффективность работы оборудования зависит от принимаемых решений работниками инженерных служб, их опыта и компетентности. Наиболее наглядно это проявляется при эксплуатации энергоёмкого оборудования - аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО). На некоторых КЦ, введённых в эксплуатацию ещё в 70-е годы в распоряжении сменного персонала КЦ, в лучшем случае, имеются заводские паспортные характеристики АВО, показания на мониторе диспетчерского пульта значений температуры по штатным термометрам на входном и выходном коллекторах установки, расхода и давления технологического газа. Единственным оперативным способом поддержания заданной температуры газа на выходе КЦ является последовательное включение или отключение электродвигателей вентиляторов АВО.

В помощь для ускорения принятия правильного решения предлагается разработанный с участием авторов Калькулятор теплового расчёта АВО газа. В основе алгоритма теплового расчёта лежит известное уравнение теплового баланса [1]. Значения коэффициентов теплоотдачи определяются по полуэмпирическим уравнениям. Алгоритм реализован в виде программы для ЭВМ с условным названием «Калькулятор», работающей в среде С++ под управлением ОС WINDOWS 7-10. В алгоритме расчётов Калькулятора учтены результаты экспериментальных исследований по определению влияния возмущающих (температура газа, его коммерческий расход, температура внешней среды) и управляющих воздействий (например, частота вращения вентиляторов, поток воздушных масс через вентилятор) на энергоэффективность АВО. Также учитывается неравномерность распределения потоков газа через секции АВО при различных вариантах схем обвязки.

При запуске Калькулятор подгружает «свою» библиотеку из файлов, где учтены физические свойства газа, а также параметры конструктивных элементов аппаратов воздушного охлаждения и технологической обвязки, которые можно изменять в зависимости от конструктивных параметров АВО и схемы подключения. Достижение заданной температуры на выходном коллекторе контролируется по следующим основным параметрам: температура газа на входном коллекторе аппарата, мощность электродвигателей вентиляторов секции, вид вентилятора, угол атаки лопастей вентилятора, давление газа, коэффициент загрязнения теплообменных труб. В Калькуляторе предусмотрена «настройка» этих параметров для каждого аппарата установки воздушного охлаждения газа. Калькулятор позволяет проводить тепловой расчёт для любого числа АВО в установке, включительно до 13 с учетом неравномерности распределения газа по аппаратам. Расчёт производится в итерационном режиме по массиву «количество вентиляторов» в каждой секции, на алгоритме сортировки,



пока расчётная температура на выходном коллекторе не будет отличаться от технологически заданной не более  $\pm 0,2$  °С. В алгоритме учтён экспериментально подтвержденный факт [2], что первые включённые по ходу газа вентиляторы более эффективно охлаждают газ на 22%. Погодные факторы учтены параметром эффективной температуры [3]. Результаты расчёта формируются в текстовый файл с исходными данными. Последний можно подгрузить при последующем расчёте. Для быстрого анализа результаты расчёта представляются в виде гистограмм.

Возможны два режима работы Калькулятора: «Подсчёт вручную» и автоматический расчёт – «Компьютер». Режим «Подсчёт вручную» позволяет изменять большее количество параметров, например: состав газа, температуру грунта, эффективную поверхность охлаждения и другие, и может быть использован в исследовательских целях. В режиме «Компьютер» Калькулятор может быть полезен сменному персоналу КЦ, определяя по результатам расчёта необходимое количество и станционные номера (с учетом выведенных в ремонт) электродвигателей вентиляторов, которые необходимо включить для достижения заданной требуемой температуры на выходном коллекторе АВО.

Калькулятор теплового расчёта АВО газа был протестирован на значениях фактических параметров установки воздушного охлаждения КЦ, работающего в режиме «магистраль». Результаты расчётов совпали с данными диспетчерской службы газотранспортного предприятия как по температуре, так и по числу работающих вентиляторов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сарданашвили С. А. Расчётные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). – М.ф: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 577 с.
2. Калинин А.Ф., Фомин А.В. Оценка эффективности режимов работы АВО// Труды РГУ нефти и газа имени им. Губкина № 4 (265) 2011/– с. 131–138.
3. Карандеев Д. Ю. Эффективная температура как фактор, влияющий на электропотребление города // Современная техника и технологии. 2015. № 2 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://technology.snauka.ru> (дата обращения: 07.06.2019).

УДК 620.197.5: 622.692.4

### **ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПЛОЩАДОК**

*В.А. Беляева, Е.В. Исупова, Е.Е. Яворская, УГТУ, г. Ухта*

Как показывает практика эксплуатации площадных объектов нефтегазового комплекса, большинство аварий на трубопроводах случаются по причине коррозии. Разрушение металла происходит несмотря на катодную защиту трубопроводов. Поэтому для оптимальной работы нефте- и газоперекачивающих станций необходимо грамотно проектировать электрохимическую защиту (ЭХЗ) трубопроводных систем промышленных площадок.

Промышленные площадки представляют сложную систему, состоящую из подземных трубопроводов, оборудования, различных коммуникаций (контуров защитного заземления (ЗЗ), молниезащиты и линий связи). При наличии

связи между смежными системами и защищаемыми трубопроводами, возникает натекание части защитного тока на систему ЗЗ, тем самым возникает эффект экранирования. Данное обстоятельство приводит к увеличению расходования электроэнергии станциями катодной защиты (СКЗ), падению потенциалов «труба-земля» на участках подземных трубопроводов и сокращению периода работоспособности анодных заземлителей (АЗ). Также снижение эффективности ЭХЗ наблюдается при наличии неоднородности грунтовых параметров на территории промышленного объекта, вызванные мероприятиями по обработке грунта вокруг установок ЗЗ.

Цель исследования – провести анализ факторов, оказывающих негативное влияние на показатели защищенности трубопроводов и составить методику проектирования ЭХЗ трубопроводов, эксплуатирующийся в условиях взаимовлияния с элементами защитных заземлений технологических площадок.

Для подтверждения влияния ЗЗ на распределение защитного тока рассмотрим результаты исследований, которые приведены в работе [1]. В ходе работы был проведен эксперимент, который показал, что эксплуатация ЗЗ, выполненных из меди, приводит к существенному непроектному смещению защитного потенциала «труба – земля» в положительную область и к отклонению степени защищенности трубопровода от регламентированных нормативных требований. Также установлено, что территориальное расположение ЗЗ между катоднозащищаемым трубопроводом и АЗ, оказывает большое влияние на изменение значения потенциала.

Рассмотрим эксперимент в ходе которого были обнаружены изменения разности потенциалов «труба-земля» в зависимости от неоднородности удельного электрического сопротивления грунта [2]. Эксперимент заключался в обработке грунта в местах установки ЗЗ и АЗ, в целях снизить значение удельного электрического сопротивления грунта до минимального, чтобы уменьшить сопротивление ЗЗ или АЗ и в последующем измерении защитного потенциала. По результатам проведенных измерений в условиях неоднородности грунтовых характеристик наблюдается снижение уровня защищенности от коррозии трубопровода по причине падения потенциала до значений, не соответствующих нормативным требованиям.

В ходе исследований выявлено, что появление эффекта экранирования обуславливается следующими причинами: отсутствие реальной оценки свойств грунтов, взаимосближение контуров ЗЗ с защищаемыми трубопроводами, большое число вертикальных и горизонтальных заземляющих электродов и т.д.

В итоге анализа главных принципов по проектированию систем ЭХЗ можно сделать вывод, что на данный момент отсутствуют способы обнаружения влияния систем ЗЗ и предотвращения их негативного действия.

Для того чтобы исключить экранирующее влияние на параметры ЭХЗ трубопроводов на стадии проектирования на этапе подготовки исходных данных дополнительно необходимо добавить изучение плана ЗЗ, тип, материал из которого выполнены устройства и их расположение относительно трубопровода, АЗ. Также необходимо углубленно знать характеристику грунтов, преобла-

дающих на промышленной площадке, выполнять измерения удельного сопротивления грунта не только вблизи катоднозащищаемых коммуникаций, но и элементов ЗЗ и молниезащиты. Далее с помощью программного обеспечения необходимо произвести численное моделирование эффекта экранирования защитного тока контурами ЗЗ и определить степень влияния ЗЗ и молниезащиты на надежную катодную защиту подземных трубопроводов, а именно коэффициент экранирования тока катодной защиты (КЭТКЗ) [1]. При обнаружении несоответствия уровня защищенности трубопровода для исключения негативного влияния смежных систем необходимо оценить возможность минимизации количества ЗЗ, их переноса и замены на оцинкованные заземлители для обеспечения максимального удаления от защищаемых объектов. Если перенос ЗЗ не возможен, то следует предусмотреть варианты следующих проектных решений: установка протекторов; установка дополнительных анодов; применение протяженных АЗ; применение модульной структуры (СКЗ) с адаптивным изменением количества модулей в зависимости от влияния внешних воздействий на защищаемый объект; гальваническое разъединение защищаемого сооружения от заземляемого оборудования, формирование отдельных контуров заземления, применение поляризационных элементов или диодных схем в цепи заземления.

В заключении можно сделать вывод, что реализация разработанной методики проектных решений позволит снизить или устранить негативное влияние контуров ЗЗ, обеспечить снижение потребляемой электроэнергии системой и повысить срок службы анодных заземлителей.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Исупова Е.В. Влияние контуров защитных заземлений энергоустановок на показатели эффективности электрохимической защиты нефтегазопроводов от коррозии / Е.В. Исупова, Р.В. Агиней // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья.–2017.–№ 5.–С. 28-33.
2. Яворская Е.Е. Экспериментальное исследование влияния грунтовых характеристик на параметры токораспределения в системе электрохимической защиты трубопроводов промышленных площадок / Е.Е. Яворская, Е.В. Исупова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья.–2021.–№ 1.–С. 5-12.

УДК 622.691: 622.692

### **ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ НОВОЙ СИСТЕМЫ ЛОГИСТИКИ И ЭНЕРГОПЕРЕХОДА**

*О.В. Бочарниковс, Н.Н. Голунов,*

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

В ходе реализации новых проектов нашей страны по освоению недр и вовлечению в разработку новых месторождений углеводородов, в том числе в Восточной Сибири и арктическом регионе, необходимо формировать повестку создания новой системы логистики. С учетом актуальной мировой повестки

энергоперехода, перспектив развития водородной энергетики, будут внедряться новые технологии и материалы, в том числе для строительства инженерной инфраструктуры – различных трубопроводов для углеводородов и продуктов их переработки в разном агрегатном состоянии. Решение данных вопросов потребует значительных материальных ресурсов, источник которых – только сам нефтегазовый комплекс. Целью решения таких вопросов будет являться:

- снижение себестоимости перекачки УВ по трубопроводам;
- сокращение технологических потерь при транспортировке и хранении УВ и продуктов их переработки;
- продление безремонтного срока эксплуатации, безаварийная работа, ремонтпригодность действующих магистральных трубопроводов и объектов хранения УВ [1].

Впервые вопросы диагностирования трубопроводных систем были поставлены еще в середине 20 века, когда активное развитие получили два основных метода технической диагностики – это акустический (ультразвуковая дефектоскопия как метод неразрушающего контроля) и магнитный (магнитопорошковый и магнитографический контроль). В настоящее время комплекс работ по внутритрубной диагностике, а также диагностике насосного и компрессорного оборудования, включают в себя методы наружного (визуального) контроля, различные приборы, предназначенные для выявления дефектов [2].

С целью продления ресурса существующей системы транспортировки нефти, нефтепродуктов, газа необходимо развивать уже имеющиеся технологии диагностики, в том числе в направлении комбинирования между собой различных методов, например, магнитного и ультразвукового методов. Основные направления изложены во многих работах, таких как [3-5] и многих других.

В рамках развития новой системы логистики, с учетом климатических, географических и технологических ограничений проектов освоения месторождений углеводородов, будут разрабатываться и, в перспективе, применяться:

- новые типы материалов (композитные и аддитивные материалы, нанопленки, керамические элементы), в том числе получаемые с помощью 3D-печати, для самих трубопроводов, а также роторов центробежных насосов и лопаток компрессоров;
- новые стали из различных материалов (стали, композиты) с повышенным классом прочности, типом климатического исполнения, внутренним эпоксидным покрытием для снижения коэффициента гидравлического сопротивления, снижения тепловых потерь, уменьшения скорости роста коррозионных дефектов;
- новые устройства диагностики, в том числе с повышенными прочностными характеристиками расходных материалов, меньшей энергоемкостью при росте достоверности результатов диагностики.

В рамках энергоперехода (без учета вовлечения в эксплуатацию возобновляемых и альтернативных источников энергии), будут внедряться технологии производства, хранения, транспорта водорода. Так как он обладает принципиально иными характеристиками энергоемкости, но при этом, чрезвычайно повы-

шает риски безопасности технологий, оборудования, жизни и здоровья персонала, необходимо в комплексной программе развития водородной энергетики заранее предусматривать новые методы диагностики инженерной инфраструктуры для водорода. Применение методов цифрового моделирования, создания на основе BIGDATA моделей существующей инфраструктуры может продлить срок ее безопасной эксплуатации и, таким образом, высвободить ресурсы для развития перспективных системы диагностики в процессе построения новой системы логистики восточных и северных регионов нашей страны, заложить основы новой системы диагностики в рамках развития водородной энергетики, в том числе его транспортировки в природном газе или нефти.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мартынов В.Г., Голунов Н.Н., Макарова Е.Д. Форсайт инноваций. Изменения технологий и инструментов управления инновациями в нефтегазовом комплексе. «Neftegaz.RU», №6, 2020. – с. 16-26.
2. Жиганнуров Р.М. Развитие методов и технических средств диагностирования магистральных нефтепроводов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, УГНТУ, 2012.
3. Техническая диагностика объектов транспорта нефти и нефтепродуктов / Ю. В. Лисин [и др.]. – Санкт-Петербург: Недра, 2011. – 486 с.
4. Методы и средства диагностики линейной части магистральных газопроводов: учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 «Нефтегазовое дело» / А. С. Лопатин [и др.]. – Москва: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2012. – 185 с.
5. Уланов В.В. Исследование эффективности выявляемости дефектов магистральных газопроводов при вариации параметров работы внутритрубных магнитных дефектоскопов. – М., РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2020.

УДК 622.692.4.053

### **КОМПЬЮТЕРНАЯ АПРОБАЦИЯ МЕТОДА ДИСТАНЦИОННОГО МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ НЕПРЕРЫВНОЙ ТЕНЗОМЕТРИИ**

*А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа*

Мониторинг технического состояния промышленного оборудования, в частности нефтегазоперекачивающего, является важной составляющей их эффективной и безопасной эксплуатации.

Существующие методы технической диагностики перекачивающего оборудования основаны на эмпирическом подходе, то есть соответствие дефектов определенным признакам устанавливается на основе длительной опытно-экспериментальной наработки. Этот метод хорошо может работать в том случае, если используемое оборудование не меняется длительное время, не претерпевает изменений, и не работает сверх назначенного ресурса. В том случае, если внедряется новое перекачивающее оборудование, то необходимо предварительно создать дефектные карты на основе их длительной наработки. В связи

с этим данные методы сложно поддаются автоматизации. Поэтому необходимо разработка новых методов получения исходной информации для проведения технической диагностики, которые позволят далее проводить оценку состояния оборудования без использования предварительной наработки.

В развитие методов технической диагностики автором разрабатывается новый подход, использующий для оценки состояния перекачивающего оборудования информацию об усилиях в определенных точках. Для этого используются тензометрические данные, которые обрабатываются в режиме реального времени. Проводя анализ сил реакции на опорах можно получить спектр динамических сил и спектр фаз изменения реакций, по которым можно вычислить точное положение источников колебания, иначе говоря, определить координаты дефекта в пространстве. Полученная информация о расположении дефекта, возбуждаемой частоте и интенсивности колебания позволит максимально полно и точно идентифицировать дефект, а также оценить степень его опасности.

В связи с этим было принято решение провести компьютерную симуляцию для апробации предлагаемого метода и проверки полученных формул. Анализ проводился при помощи программы ANSYS с модулем «Harmonic response», которая позволяет моделировать вибрацию оборудования под действием гармонической силы и изучать отклики на опоры. В результате могут быть измерены значения амплитуды и фазы динамических сил (Рисунок 2).

В данной симуляции моделируется наличие следующих дефектов в этом насосном агрегате: эксцентриситет рабочего колеса насоса, эксцентриситет муфты, эксцентриситет ротора электропривода, дефекты подшипника насоса, дефекты электропривода, нежесткий монтаж.

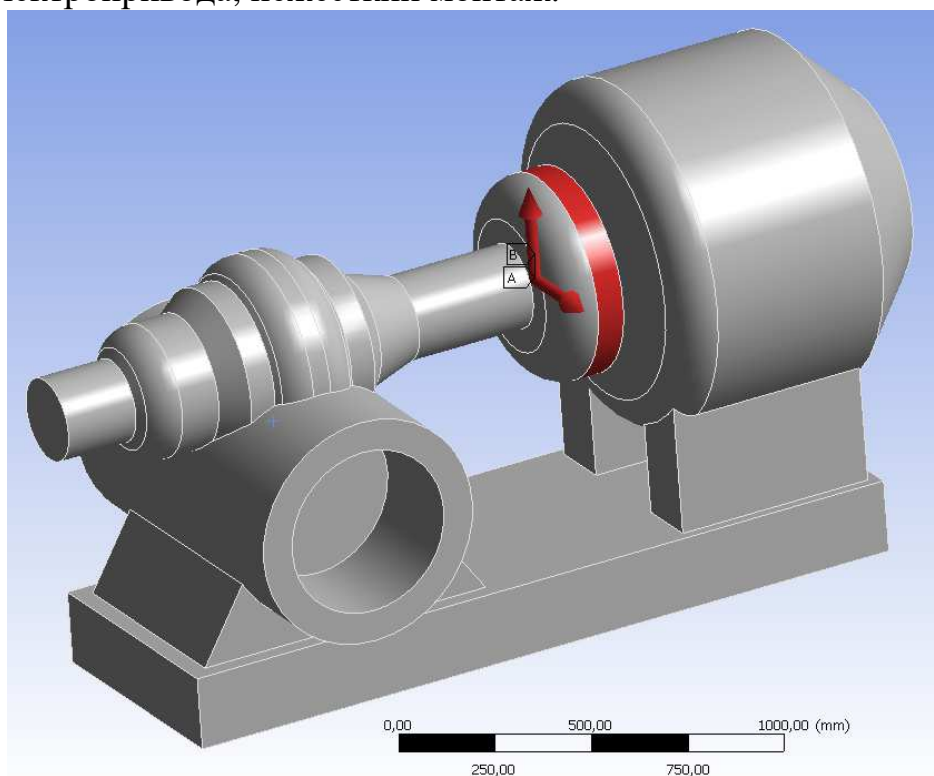


Рисунок 1 – Муфта на насосном агрегате с дефектом

Проведенный компьютерный анализ показал, что вычисленные координаты очень близки к местоположению смоделированных дефектов. Средняя погрешность равна 0,63%, что показывает работоспособность предлагаемого метода.

Следовательно, предложенный метод может служить основой для оценки технического состояния оборудования в удаленном режиме, без участия человека, и может повысить достоверность и оперативность диагностики и создать достаточную базу для использования обслуживания по фактическому техническому состоянию.

Исследование выполнено при поддержке гранта Президента РФ МК-1188.2021.4.

УДК 622.692.23

## **ПРИМЕНЕНИЕ ОЛЕОФИЛЬНЫХ, ГИДРОФОБНЫХ ГУБОК ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ ОТ ИСПАРЕНИЙ**

*Э.Р. Валеев, В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа*

Глобальное ресурсосбережение является эффективным вектором развития мировой экономики. Следовательно, в настоящее время сокращение потребления энергетических ресурсов представляет одну из главных задач. Нефти и большинство светлых нефтепродуктов обладают высокой испаряемостью. Это является следствием высоких количественных и качественных потерь при хранении в резервуарах, поскольку частично меняется фракционный состав хранимого вещества. По этой причине в руководящей документации эксплуатации резервуаров учитывается обеспечение требований по снижению потерь от испарения. Борьба с испарениями – наиболее острая проблема, поскольку потери нефтепродуктов наносят значительный урон экономики предприятий, а также приводят к загрязнению окружающей среды.

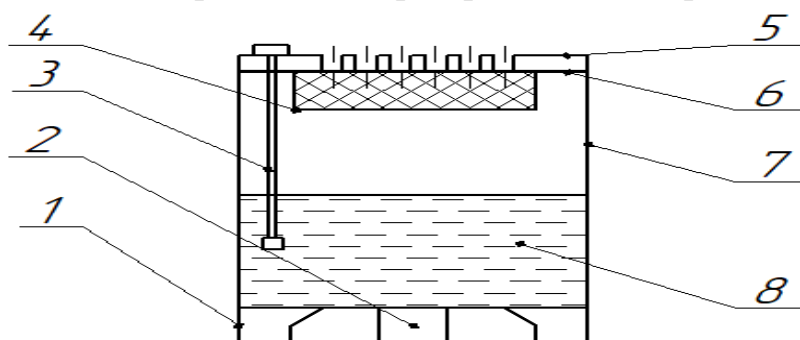
Предлагается использование гидрофобной, олеофильной губки на основе полиуретана в качестве сорбирующего материала, внедренного в дыхательную арматуру резервуаров для сокращения потерь от испарений при хранении нефти и нефтепродуктов. Применение губки из полиуретана является привлекательным за счет невысокой стоимости, а также низкого удельного веса в сочетании с хорошими сорбирующими свойствами материала. Однако внутренняя гидрофильность полиуретана требует разрабатывать специальные методы для достижения селективной адсорбции нефтепродуктов за счет изменения их смачивающих свойств. Смачиваемость адсорбента играет решающую роль в процессе разделения нефти от воды. Одним из способов получения гидрофобных свойств является нагрев губки до 60 градусов Цельсия в водном растворе с солями диазония.

Эффективность применения данных губок была исследована проведением опыта, основанного на испарении нефтепродукта при повышении его температуры. Для проведения эксперимента использовалось следующее оборудование: ёмкость прозрачная с герметичной крышкой и объемом 1 литр, бензин АИ-

92, полиуретановая губка, нагревательный элемент, весы электронные марки «STARWIND», электронный термометр с выносным датчиком.

В качестве модели резервуара применялась прозрачная пластиковая ёмкость, с герметично закрывающейся крышкой (рисунок 1). В крышке были проделаны отверстия для выхода из емкости паровоздушной смеси. Под крышкой была монтирована полиуретановая губка, закрывающая отверстия. Под «дном» модели устанавливался нагревательный элемент с выносным термометром.

Определение ориентировочной эффективности предполагалось достичь путем проведения эксперимента с фильтрацией паровоздушной смеси через полиуретановую губку и без проведения фильтрации. Это было необходимо для определения разницы потерь бензина при применении сорбента.



1 – стойки емкости; 2 – нагревательный элемент; 3 – термометр;  
4 – полиуретановая губка; 5 – перфорированная крышка; 6 – прокладка между крышкой и емкостью; 7 – ёмкость; 8 – бензин АИ-92.

Рисунок 1 – Экспериментальная установка

В ходе проведения эксперимента производился постоянный нагрев 361 грамма бензина марки АИ-92 с 293 К до 313 К в течении 24 часов. После проделанной операции масса нефтепродукта составила 295 грамм.

Повторный эксперимент проводился с монтированной полиуретановой губкой, которая предварительно была смочена нефтепродуктом. Все условия соблюдались в соответствии с прошлым экспериментом, в результате масса бензина составила 313 грамм. Результаты экспериментов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты измерений

| Параметр                    | Без сорбента | При наличии сорбента |             |
|-----------------------------|--------------|----------------------|-------------|
|                             |              | Первый опыт          | Второй опыт |
| Масса жидкости начальная, г | 361          | 361                  | 361         |
| Масса жидкости конечная, г  | 295          | 313                  | 314         |

В результате проведения опыта сделан вывод, что потери массы нефтепродукта при испарении с использованием полиуретановой губки сократились на 5,1%. Также было выяснено, что нефтепродукт конденсируется на поверхности губки и в конструкции в течении всего времени нагрева. Следовательно, применение олеофильных, гидрофобных губок на основе полиуретана в дыхательной арматуре резервуаров будет иметь эффективность.



Для определения целесообразности внедрения идеи в производство необходимо произвести расчет определения потерь на резервуаре в процессе дыханий, а затем определить основные показатели экономической эффективности, также разработать наиболее эффективную конструкцию дыхательного клапана.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Гусельникова, А. Магнитная полиуретановая губка для эффективной адсорбции масла и отделения масла от эмульсий масло-в-воде / О. Гусельникова, А. Баррас, А. Аддад и др. // Технология разделения и очистки, том 240, 1 июня 2020 г.
- 2 Vikas Nandwana, Stephanie M. Ribet, Roberto D. Reis. OHM Sponge: A Versatile, Efficient, and Ecofriendly Environmental Remediation Platform // Industrial & Engineering Chemistry Research. 2020. № 59.P. 10945-10954.

УДК 622.692.4.074.2

### **АНАЛИЗ ПОВРЕЖДЕНИЙ ПОКРЫТИЯ МОНТАЖНЫХ СВАРНЫХ ШВОВ МОРСКОГО ПОДВОДНОГО ГАЗОПРОВОДА В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ**

*Д.С. Волков, ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта*

Особенностью эксплуатации морского подводного перехода магистрального газопровода через Байдарацкую губу является вероятность воздействия на него ледяных торосов. Это опасное явление, называемое ледовая экзарация (ледовое выпахивание) [1], при котором подводные части массивных ледяных образований (торосов, айсбергов) воздействуют на морское дно и могут повреждать инженерные объекты, размещенные на дне.

Учитывая неопределенный характер этих воздействий, проектным решением, обеспечивающим надежность газопровода, является его заглубление на достаточную глубину в донный грунт.

Имеющиеся данные по оценке воздействия ледового выпахивания в песчаных грунтах на заглубленный трубопровод показывают, что деформирование грунта под килем (подводная часть) ледяного тороса приводит к изгибу трубы, причем максимумы перемещений, деформаций и напряжений в трубе достигаются в момент прохождения над ней киля [2].

Для рассмотренных в статье [2] расчетных случаев напряжения в стенке труб газопровода, обусловленные выпахиванием, не превышали предела ее прочности. Однако в некоторых случаях, они могут достигать порядка 65 МПа при глубине выпахивания 1 м и расстоянии от дна борозды до верхней образующей трубы, равном 25 см. Подтверждением воздействия активных ледово-экзарационных процессов на переход газопровода через Байдарацкую губу являются материалы диагностирования, приборно-водолазного обследования и подводно-технических работ на подводном газопроводе, которые включали в себя:

- комплексную геофизическую съемку для уточнения пространственного положения магистрального газопровода;
- гидрографические работы;

- визуальный осмотр и фотосъемку стыков труб с разрушенным покрытием на предмет опасности возможного повреждения антикоррозионного покрытия;
- определение изменения слоя грунта над верхней образующей газопровода на участках заглубления в донный грунт;
- выявление посторонних объектов и оголений трубопроводов.

В ходе работ, в том числе, было установлено, что на участке газопровода, который находился в непроектном положении, были зафиксированы повреждения покрытия в области монтажных кольцевых соединений труб газопровода (рисунок 1). По всей видимости, они сдираются с верхней поверхности трубы пересекающими трубу ледяными киями торосов.



Рисунок 1 - Примеры повреждения ледовой экзарацией покрытия газопровода в области монтажных кольцевых соединений труб

Данное покрытие представляет собой систему заполнения области монтажных кольцевых соединений труб пенополиуретаном высокой плотности, изготавливаемой с использованием двухкомпонентной полиуретановой системы. Нанесение покрытия на монтажный сварной стык труб осуществляется на судне-трубоукладчике. Вокруг монтажного кольцевого шва устанавливают оболочку, выполненную из стального листа или полиэтиленового каркаса с перекрытием части поверхности обетонированных труб, закрепляя ее стальными или полиэтиленовыми стяжками. Двухкомпонентную пенополиуретановую пену впрыскивают в образовавшееся пространство между трубой и оболочкой через отверстие в оболочке. Пена, поднимаясь, заполняет весь свободный объем полости и затвердевает. Данная технология широко применяется в морских зарубежных трубопроводных системах и является отработанной. Считается, что данный материал является достаточно прочным, и способен выдерживать удары рыболовного трала.

Вместе с тем, практика эксплуатации подводного перехода магистрального газопровода через Байдарацкую губу показывает, что для условий воздействия на газопровод ледовой экзарации такое решение является недостаточно надежным и требует совершенствования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Д.А. Онищенко. Вероятностный подход к оценке интенсивности ледовой экзарации в районе трасс морских трубопроводов // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – № 3 (14). – 2013. – С. 150-157.
2. П.С. Шушпанников, Онищенко Эффективная методика оценки воздействия ледового выпавивания в песчаных грунтах на заглубленный трубопровод с помощью вычислительного пакета LS-DYNA // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – № 2 (39). – 2019. – С. 61-73.

УДК 622.692.4.074.2

## АНАЛИЗ ТЕМПЕРАТУРЫ ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ГАЗА ПО МОРСКОМУ ПОДВОДНОМУ ГАЗОПРОВОДУ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ

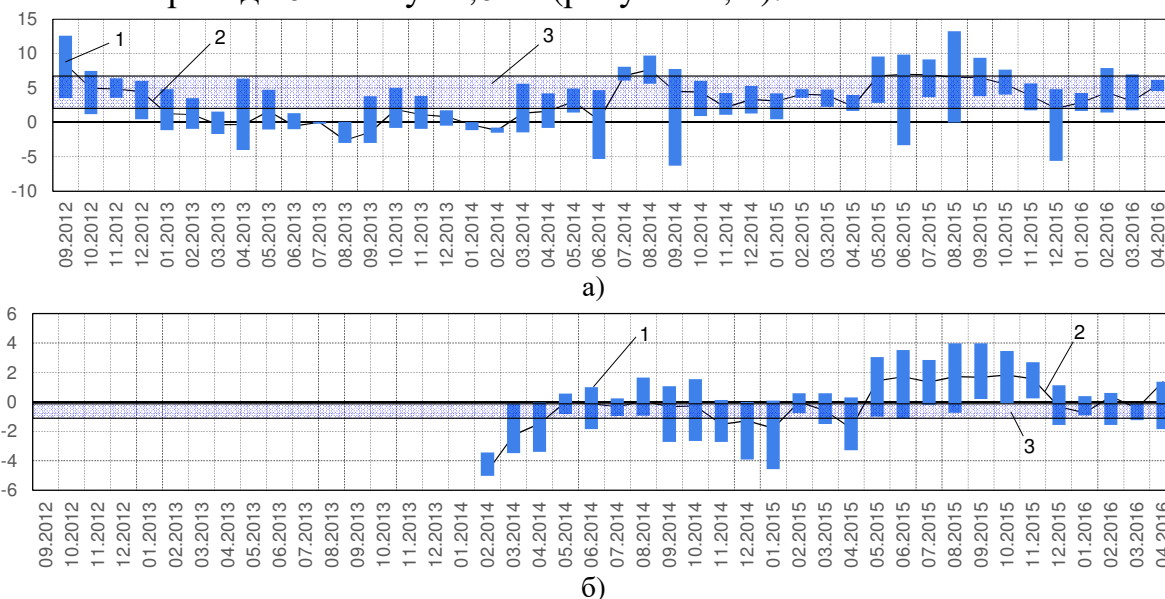
*Д.С. Волков, ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта*

Система магистральных газопроводов с полуострова Ямал, введенная в эксплуатацию в сентябре 2012 г., имеет морской подводный переход протяженностью 70,4 км, который расположен в Арктической зоне.

Среднегодовая температура воздуха составляет минус 8°C. Температура грунтов не мелководье на глубинах 8 – 14 м варьируется от минус 1,6 – 2,0 °C в начале перехода до минус 2,5 – 3,0 на окончании перехода. Среднегодовая температура придонной воды в морской акватории составляет минус 0,5 – 0,8°C, что способствует консервации мерзлых пород под дном акватории.

При этом, высокая концентрация поровых растворов в донных грунтах понижает температуру их замерзания до минус 2 °C и ниже и тем самым исключает современное образование мерзлых толщ под акваторией [1].

При эксплуатации морского подводного перехода газопровода проектом установлены температурные режимы транспорта газа, не допускающие обмерзания газопровода: на начальном участке перехода 2,0 – 7,0 °C (рисунок 1, а), на окончании перехода 0 – минус 1,0 °C (рисунок 1, б).



1 – интервал фактической температуры газа; 2 – среднемесячные значения;  
3 – проектные температуры газа

Рисунок 1 - Диаграммы температур транспортируемого газа в начале (а) и конце (б) морского подводного перехода

Выполнен анализ фактической температуры транспортируемого газа на начальном этапе эксплуатации газопровода (сентябрь 2012 г. – июль 2016 г.).

Установлено, что в период температура газа в начале подводного перехода с марта 2013 г. по февраль 2014 г. в среднем составляла около 0 °С, что было обусловлено не работающей компрессорной станцией (КС), расположенной на береговом участке в начале подводного перехода. С июня 2014 г. температуры газа на этом же участке, как правило, находились в проектном интервале значений и лишь в отдельные непродолжительные периоды времени выходили за его границы. При этом газ имел как более высокую, так и более низкую температуру, в том числе отрицательную, в те интервалы времени, когда КС не работала.

Потенциальная опасность снижения температуры транспортируемого газа до отрицательных значений на морском подводном переходе газопровода обусловлена возможным обмерзанием трубы, вызывающим возрастание выталкивающей силы, действующей на газопровод, а также создающим дополнительную механическую преграду для придонных течений.

Из представленных данных следует, что хотя отклонения температуры транспортируемого газа от проектных значений и были достаточно продолжительными, особенно на начальном этапе эксплуатации газопровода, но по среднемесячным значениям они, в основном, колебались в околонулевой зоне, что с учетом пониженной температуры замерзания придонного грунта, не должно было привести к обмерзанию газопровода. Кроме того, необходимо отметить, что в начальный период эксплуатации морского газопровода не наблюдалось случаев экстремальных скачков транспортируемого газа, смоделированных на этапе проектирования для аварийных режимов.

Таким образом, на начальном этапе эксплуатации морского подводного перехода газопровода, в основном поддерживались температуры транспортировки газа, в диапазоне которых устойчивое проектное положение газопровода должно было быть обеспечено. При этом, некоторые имеющиеся отклонения в температурных режимах эксплуатации газопроводов требуют уточняющей расчетной проверки на предмет оценки параметров теплообмена морского подводного газопровода с окружающим донным грунтом.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Матико И.И. Оценка теплового воздействия при строительстве системы магистральных газопроводов «Бованенково – Ухта». Переход через Байдарацкую губу» на геокриологическую обстановку субаквального слоя грунта // Вестник РУДН, серия Экология и безопасность жизнедеятельности, 2010, № 4. – С. 72-82

## **ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ КИПЕНИЯ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ**

*В.А. Волчок, В.В. Бондар, ОНТУ, г. Одесса*

При разработке и проектировании аппаратов для осуществления процессов перегонки и ректификации, часто возникают трудности, связанные с отсутствием достоверной информации о термодинамических свойствах многокомпонентных систем, какими являются фракции нефти. Имеющаяся в литературе информация о термодинамических свойствах ограничена и не позволяет интерпретировать полученные закономерности на другие системы [1, 2]. Возможности теоретических методов расчёта крайне ограничены и позволяют получить лишь качественную информацию о свойствах многокомпонентных углеводородных систем.

Для проведения оценки эффективности использования того или иного расчетного метода и разработки промышленных процессов необходимо наличие достоверной информации о термических свойствах веществ, источником которой, как известно, является эксперимент [3]. С этой целью была создана экспериментальная установка, позволяющей с высокой точностью проводить прямые измерения давления кипения, как чистых веществ, так и многокомпонентных смесей на их основе. Принципиальная схема экспериментальной установки представлена на рисунок 1.

Основным элементом установки является цилиндрическая ячейка 1, соединенная с запорным вентилем 2 капилляром и помещенная в жидкостной термостат 8. Для нагревания термостатирующей жидкости использовались электронагреватели 5 и 7, а для перемешивания мешалка и центробежный насос 6. Все узлы и коммуникации выполнены из высоколегированной стали. Автоматическое поддержание температуры в термостате производилось при помощи системы термостатирования с позиционным регулированием 9 и использованием в качестве датчика электроконтактного термометра 4. Принятая система термостатирования позволяет длительное время поддерживать температуру на заданном уровне с отклонениями не более  $\pm 0,02$  К.

Температура измерялась образцовым платиновым термометром сопротивления 3 типа ПТС-10, с использованием цифрового вольтметра 10 типа Щ-31 класса 0,05. Погрешность измерения температуры не превышала  $\pm 0,02$  К. Давление измерялось тензопреобразователем 11 типа «Setra-204» с помощью цифрового вольтметра 12 Щ-301 класса 0,16.

Тарировка датчиков давления проводилась при помощи образцового грузопоршневого манометра типа МП60 класса 0,05 в диапазоне давлений от 0,2 до 7 МПа в прямом и обратном направлениях.

Установлено, что для тензопреобразователя «Setra-204» избыточное давление нелинейно зависит от выходного сигнала. При измерениях давления в прямом и обратном направлениях наблюдался гистерезис. Погрешность измерения давления с учетом наличия петли гистерезиса при прямом и обратном

ходе не превышала  $\pm 1,5$  кПа. Контрольные измерения давления кипения чистого компонента R22 после проведения серии опытов подтвердили эту оценку.

Методика проведения опытов заключалась в следующем. С целью получения значений давления насыщения в точке кипения измерительная ячейка заполнялась исследуемым веществом таким образом, чтобы доля жидкости составляла величину порядка 98 %. Для этого предварительно рассчитывалась требуемая масса заправки по значению плотности при максимальной температуре эксперимента.

Ячейка была размещена в термостатирующей жидкости, которая интенсивно перемешивалась одновременно мешалкой и насосом. Циркуляция потока термостатирующей жидкости вызывала вибрацию ячейки и перемешивание её содержимого. Если величина давления в системе не изменялась, считалось, что состояние равновесия достигнуто. При достижении системой состояния равновесия измерялись давление и температура опыта.

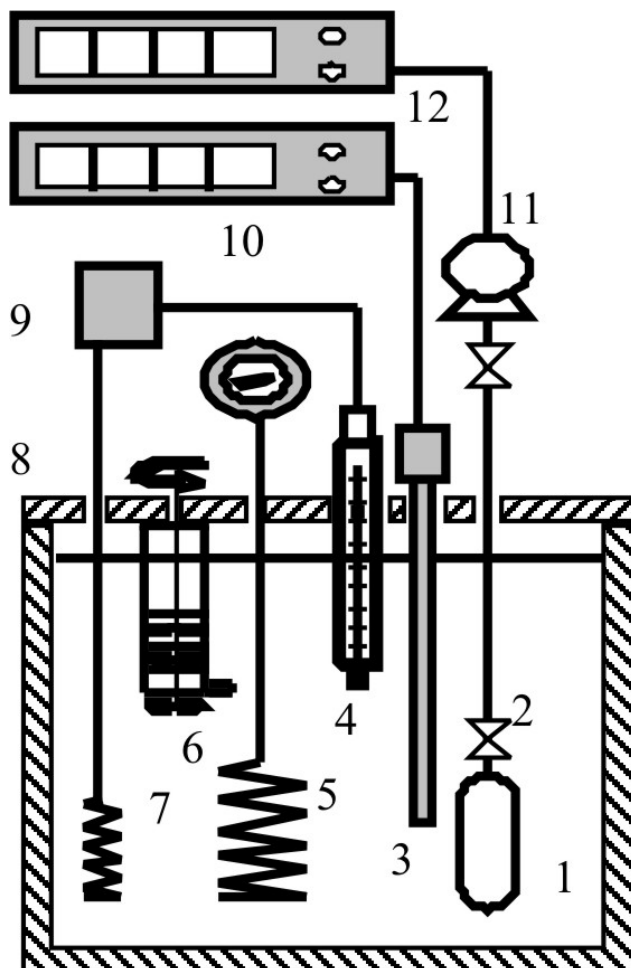


Рисунок 1 - Схема установки для измерения давления кипения

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

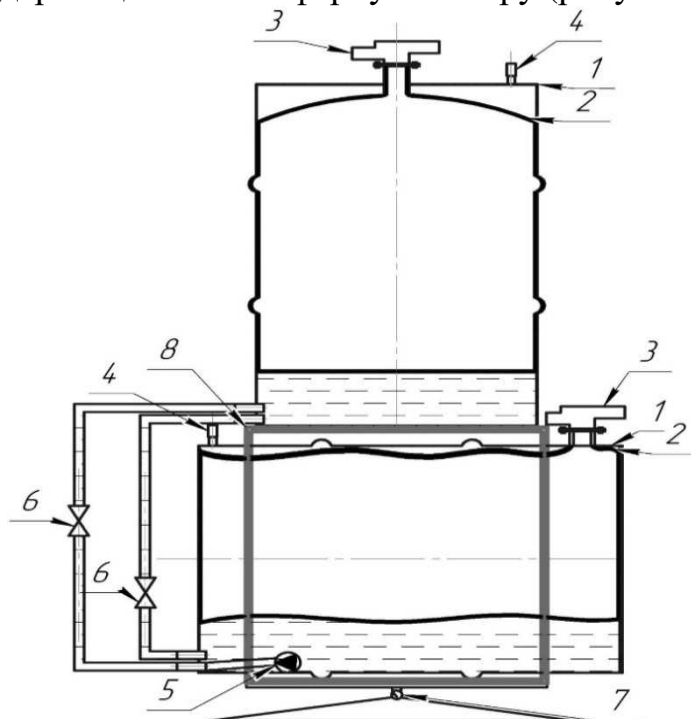
1. Кирсанов, Ю.Г. Расчетные и графические методы определения свойств нефти и нефтепродуктов: [учеб. пособие] / Ю.Г. Кирсанов – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. – 136 с.

## ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ПОТЕРЬ ОТ ИСПАРЕНИЙ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ МЯГКИХ ОБОЛОЧЕК ВНУТРИ РЕЗЕРВУАРА

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

Наибольшую распространенность как средство сокращения потерь от испарений нефти и нефтепродуктов получили понтоны и плавающие крыши (ПК). Высокая распространенность понтонов и ПК обусловлена их надежностью. В свою очередь сооружение понтонов и ПК требует значительных капитальных затрат, при их эксплуатации требуются дополнительные меры по обслуживанию. Также применение понтонов и ПК невозможно в резервуарах отличных по форме от РВС и в транспортных емкостях. Даже при высокой эффективности при больших коэффициентах оборачиваемости будут иметь место значительные потери от испарений [1].

Авторами предложено новое средство, для сокращения потерь от испарений – атмосферная камера [2]. Разработана схема экспериментальной установки с резервуарами содержащими атмосферную камеру (рисунок 1).



1 – бочка; 2 – атмосферная камера; 3 – дыхательный клапан СМДК-50;  
4 – предохранительный клапан; 5 – насос; 6 – шаровый кран; 7 — весы; 8 – опорная рама  
Рисунок 1 – Схема экспериментальной установки

Экспериментальная установка по схеме на рисунке 1 с резервуарами оснащенными атмосферными камерами сооружена, выполнен эксперимент, фотография экспериментальной установки представлена на рис. 2 Эксперимент выполнен путем сравнения общей массы резервуаров с нефтепродуктами до перекачки и после. Производилось моделирование «больших дыханий» путем пере-



качки нефтепродукта из одного резервуара в другой. Так как предполагаемая температура в резервуаре незначительно отличается от температуры окружающей среды, по методике [3] количество образованного конденсата будет незначительно, было принято решение не оснащать модельные резервуары патрубком для удаления конденсата.

Результаты измерений определенные в результате обработки можно записать как

$$m=212,5\pm0,1 \text{ кг};$$

$$m_{\text{II}}=212,5\pm0,1 \text{ кг}.$$

1. Разработана конструкция резервуара с атмосферной камерой, позволяющая исключить потери от естественной убыли.

2. Сооружена и испытана экспериментальная установка с резервуарами, оборудованными атмосферной камерой.

3. При применении атмосферной камеры в резервуарах достигается исключение потерь от испарений нефти и нефтепродукта при сливо-наливных операциях, что подтверждается результатами эксперимента.



Рисунок 2 – Модель резервуара с атмосферной камерой



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

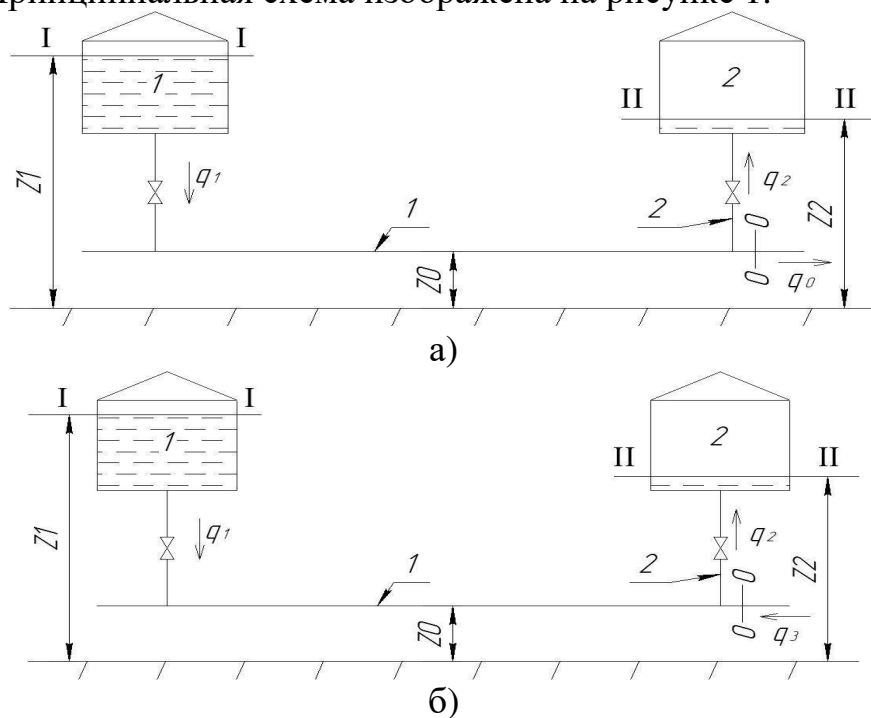
1. Коршак А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. 192 с.
2. Патент РФ № 202016 U 1 МПК В65D 88/54 (2006.01), В65D 90/00 (2006.01) Емкость для хранения нефти и нефтепродуктов / Габдинуров Р.Р., Гареев М.М. Опубл.: 27.01.2021. Бюл. № 3.
3. Габдинуров Р.Р., Гареев М.М. Методика определения количества конденсата в полости атмосферной камеры / Тез. докл. XV Межд. учеб.-науч.-практ. конф. «Трубопроводный транспорт – 2020». Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. С. 89-90.

УДК 622.692

## ПРОГРАММНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЕРЕТОКА ПРИ ПЕРЕКЛЮЧЕНИИ РЕЗЕРВУАРОВ

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

В резервуарных парках при переключении закачки или откачки с одного резервуара на другой резервуар, сначала полностью открывается задвижка на следующий по схеме резервуар, а только после полного открытия запорной арматуры, перекрывается задвижка на первоначальный резервуар. Одновременное автоматическое открытие и закрытие задвижек возможно только в случае наличия защиты трубопроводов от повышения давления и возможности контроля изменения уровня в резервуаре. При одновременно открытых задвижках на двух резервуарах при наличии разности уровней взлива, возникает явление перетока жидкости из полного резервуара в порожний. Принципиальная схема изображена на рисунке 1.



а) откачка нефти (нефтепродуктов) в магистральный трубопровод;  
б) закачивание нефти (нефтепродуктов) из магистрального трубопровода;  
 $q_1, q_2$  – производительность соответственно в ответвлениях 1 и 2 трубопроводов;  
 $q_0, q_3$  – производительность соответственно откачки и закачки на магистрали трубопровода  
Рисунок 1 – Расчетная схема обвязки резервуаров

Выполнен расчёт образования предельно допустимого давления при производительности закачки и откачки в резервуары с учетом перетока. Выявлено, что в газовом пространстве резервуаров возможно образование предельно допустимого давления, также возможно превышение допустимой скорости движения понтонов или плавающих крыш и образование недопустимого заряда статического электричества в результате высокой скорости движения продукта в приемо-раздаточных патрубках. Указанные явления могут приводить к недоиспользованию полезной емкости, нештатным и аварийным ситуациям при эксплуатации резервуаров [1,2].

Для объединения расчёта производительности закачки/откачки с учетом перетока при переключении резервуаров и расчета образования предельно допустимого давления в газовом пространстве резервуаров разработана программа для ЭВМ [3]. В программный расчёт введен учёт динамики открытия/закрытия задвижек, динамика уровней налива в процессе переключения резервуаров, добавлена возможность учета влияния испаряемости на образование предельно допустимого давления. Результаты программного расчёта хорошо согласуются с экспериментальными данными [4].

Авторами предложено внести изменения в принципиальные схемы обвязки резервуарных парков (рисунок 2) для предотвращения перетока. Рекомендуются производить закачку в резервуары через задвижки и клапаны 1.2, 1.4, 2.2, 2.4, откачку через 1.1, 1.3, 2.1, 2.3.



Рисунок 2 – Принципиальная схема обвязки резервуаров предотвращающая переток при переключении резервуаров

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Гареев М.М., Габдинуров Р.Р. Оценка безопасности эксплуатации резервуарного парка нефтеперекачивающих станций при использовании схемы «через резервуары» с учетом явления перетока // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 3. С. 54 - 63 .DOI:10.24411/0131-4270-2020-10310
- 2 Габдинуров Р.Р., Гареев М.М. Оценка влияния испаряемости нефти и нефтепродуктов на образование предельно допустимого избыточного давления в газовом пространстве в процессе переключения резервуаров // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 2. С. 5–11. DOI:10.24411/0131-4270-2020-10201
- 3 Гареев М.М. Расчет производительности и дыхательной арматуры нефтяных резервуаров// Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1976. №1 2. С.34

4 Расчёт производительности откачки/закачки в резервуары типа РВС с учетом перетока при переключении задвижек: свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ №2021616646 Российская Федерация/ Р.Р. Габдинуров, М.М. Гареев - №2021616646; заявл. 12.04.2021 опубл. 23.04.2021 Бюл. №5 . – 1 с.

УДК 621.311

## **ОЦЕНКА РЕНТАБЕЛЬНОСТИ МЕТОДА СОКРАЩЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ С ВВОДОМ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ**

*А.Т. Габдрахимов, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа*

Использование противотурбулентных присадок (ПТП) обеспечивает стремительное увеличение производительности перекачки нефтепровода, особенно в периоды пиковых нагрузок. Однако с экономической точки зрения данный метод требует начальных капиталовложений, что не выгодно. Рассмотрим вариант с отключением одного работающего магистрального насоса (НМ) и добавлением ПТП. Тем самым обеспечивается та же производительность перекачки, что и с тремя работающими насосами, а также экономия в электропотреблении.

В статье рассчитываются показатели рентабельности применения ПТП при перекачке нефти, в сравнении со старой эксплуатацией станции.

В таблице 1 представим стоимость составных установки для ввода ПТП. Амортизационные отчисления составляют 46 085,1 руб/год. На монтаж выделено 20 % от всей стоимости установки (получим 184 340,4 руб) [1]. На ремонт и обслуживание установки выделено дополнительно 10 % от накопленных амортизационных отчислений ежегодно.

Далее в таблице 2 произведем расчет затрат на электроэнергию. Примем затраты на ремонт и обслуживание НМ ежегодно в 5 % от стоимости насоса (получим 239 585 руб).

**Таблица 1 – Стоимость оборудования и материалов установки ввода ПТП**

| Оборудование и материалы                                | Срок службы, лет | Количество | Цена за единицу | Стоимость, руб |
|---------------------------------------------------------|------------------|------------|-----------------|----------------|
| Блок-бокс 6000×2400×2400                                | 20               | 1          | 214800          | 214800         |
| Насос плунжерный дозировочный (Etatron ST P-BA 190/3,5) |                  | 2          | 96900           | 193800         |
| Емкость расходная                                       |                  | 2          | 67947           | 135894         |
| Насос шестеренный                                       |                  | 2          | 82045,5         | 164091         |
| Фильтр                                                  |                  | 2          | 2652            | 5304           |
| Клапан предохранительный                                |                  | 2          | 643,5           | 1287           |
| Клапан обратный                                         |                  | 2          | 643,5           | 1287           |
| Датчик давления                                         |                  | 2          | 32830,5         | 65661          |
| Термометр визуальный                                    |                  | 2          | 2664            | 5328           |
| Датчик расхода                                          |                  | 2          | 55500           | 111000         |
| Трубопровод                                             |                  | 150 м      | 155             | 23250          |
|                                                         |                  |            | ИТОГ            | 921702         |

Таблица 2 – Расчет затрат на электроэнергию

| Электродвигатель (ЭД)                   | Потребляемая мощность в год, кВт·ч | Цена за 1 кВт·ч, руб/(кВт·ч) | Затраты на электроэнергию в год, руб/год |
|-----------------------------------------|------------------------------------|------------------------------|------------------------------------------|
| СТД 2500 для НМ 3600-230                | 21900000                           | 6                            | 131400000                                |
| ЭД для насоса-дозатора (0,25 кВт)       | 2190                               |                              | 13140                                    |
| ЭД для шестеренчатого насоса (0,36 кВт) | 3153,6                             |                              | 18921,6                                  |

Годовая производительность магистрального нефтепровода (МН) составляет 17,6376 млн. т/год. Для обеспечения заданного расхода при отключении магистрального насоса необходимо ввести в МН 12 г присадки FLO MHA (Baker Hughes B.V.) на 1 т. нефти, следовательно необходимо в год закупать 211,651 т по стоимости 620 руб/кг. Получим затраты в 131,2 млн. руб/год. Сведем все в итоговую таблицу 3 и рисунок 1.

Таблица 3 – Итоговый расчет затрат двух методов

| Год | Затраты, млн. руб. |          | Рентабельность ПТП, млн. руб. | Год | Затраты, млн. руб. |          | Рентабельность ПТП, млн. руб. |
|-----|--------------------|----------|-------------------------------|-----|--------------------|----------|-------------------------------|
|     | 2 насоса и ПТП     | 3 насоса |                               |     | 2 насоса и ПТП     | 3 насоса |                               |
| 0   | 1,11               | 0,00     | -1,11                         | 6   | 2368,62            | 2369,51  | 0,89                          |
| 1   | 395,69             | 394,92   | -0,77                         | 7   | 2763,21            | 2764,43  | 1,22                          |
| 2   | 790,28             | 789,84   | -0,44                         | 8   | 3157,79            | 3159,35  | 1,56                          |
| 3   | 1184,86            | 1184,76  | -0,11                         | 9   | 3552,38            | 3554,27  | 1,89                          |
| 4   | 1579,45            | 1579,68  | 0,23                          | 10  | 3946,96            | 3949,19  | 2,22                          |
| 5   | 1974,04            | 1974,59  | 0,56                          | 11  | 4341,55            | 4344,11  | 2,56                          |

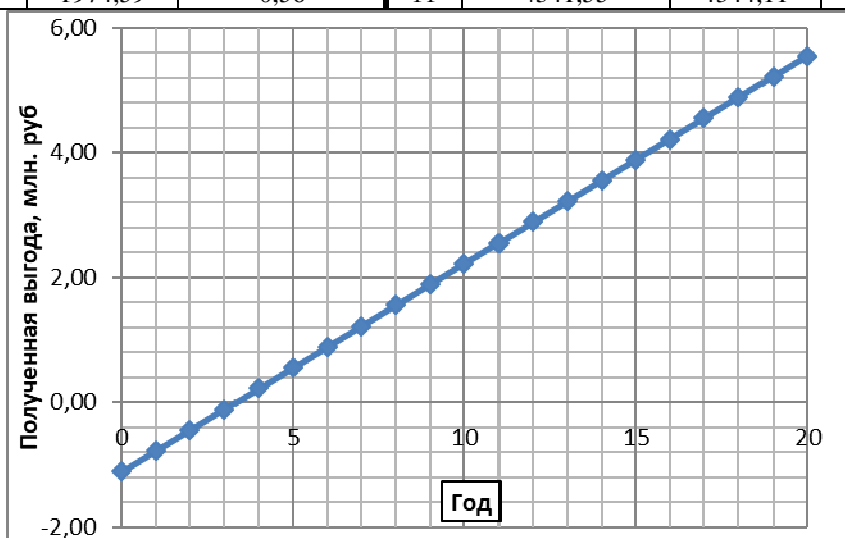


Рисунок 1 – Рентабельность двух НМ и ПТП в сравнении с тремя НМ

Можно сделать вывод, что использование ПТП с двумя работающими насосами в начале потребует значительных вложений (1,11 млн. руб). Метод окупится к началу четвертого года, и к концу 20 года эксплуатации принесет доход 5,55 млн. руб. Следует отметить, что при этом есть в наличии один свободный магистральный насос, который может быть востребован на другой нитке перекачки нефти. Также есть вариант с использованием трех работающих насосов и вводом ПТП для увеличения производительности в периоды пиковых нагрузок.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ишмухаметов, Н.С. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов [Текст]: учеб. пособие по вопросам теории расчета / И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, М.В. Лурье, С.П. Макаров. – М.: Нефть и газ, 1999. – 300 с.

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА С УЧЕТОМ ФАКТИЧЕСКИХ ЗНАЧЕНИЙ ЕЕ ПРОГИБА**

*Э.Ш. Гайсин, Д.М. Хайретдинова, УГНТУ, г. Уфа*

Современные методы диагностики не позволяют определять остаточный ресурс стенки резервуара по критерию малоциклового нагружения в режиме реального времени, а действующие руководящие документы [1] предусматривают оценку только совместно с выполнением полной (с выводом из эксплуатации) или частичной (без вывода из эксплуатации) диагностики объекта. Кроме того, на сегодняшний день отсутствуют способы непрерывного контроля за состоянием кривизны стенки резервуара.

С целью разработки такого способа, авторами был выполнен литературный обзор, поставлен эксперимент (рисунок 1), выявлены зависимости (рисунок 2, формула 1) и предложен алгоритм непрерывной оценки остаточного ресурса.

Суть работы заключается в определении искривления стенки резервуара путем замеров изменения светового потока от светодиода к фотодиоду через искусственный световод (силиконовая трубка с термоусадкой).

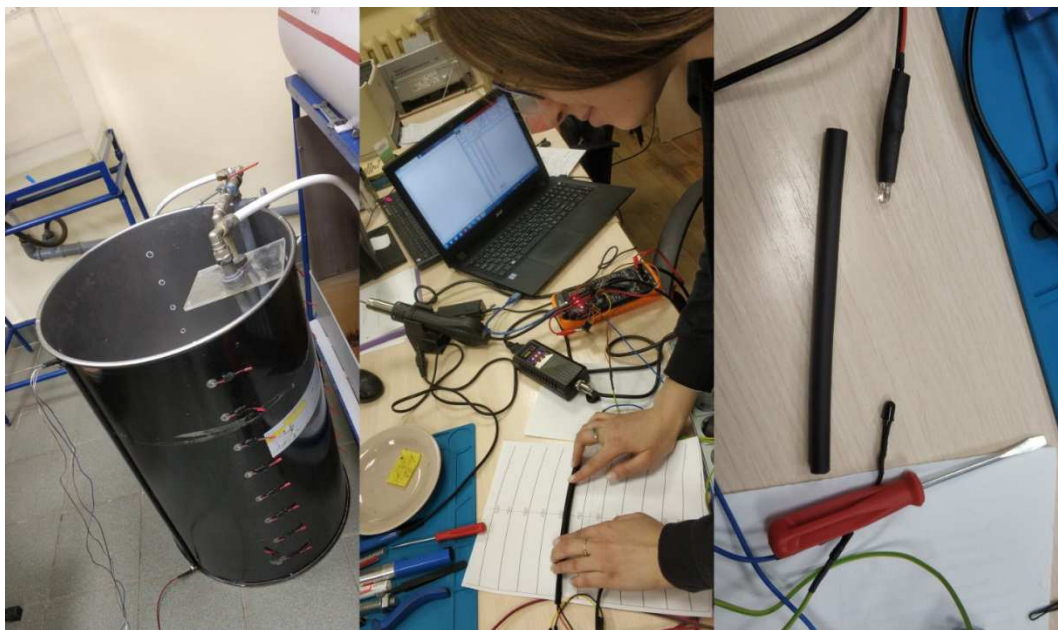


Рисунок 1 – Экспериментальная установка

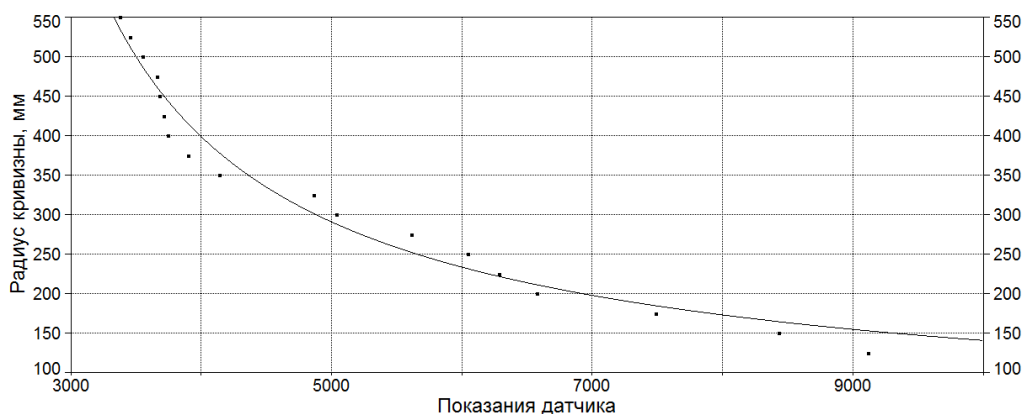


Рисунок 2 – Зависимость показаний датчика от радиуса кривизны световода

В результате исследований получена математическая модель зависимости радиуса кривизны  $\rho$  световода от показаний датчика:

$$\rho = \frac{1}{1,244 \cdot 10^{-4} \cdot \sqrt{P} - 0,00536}, \text{ мм} \quad (1)$$

где  $P$  – показания датчика (фотодиода).

Коэффициент детерминации  $R^2$  составил 0,97, что является достаточно высоким показателем и подтверждает достоверность полученной модели.

При заполнении и опорожнении резервуара происходит несимметричный цикл нагружения стенки, сопровождающийся усталостным и квазистатическим разрушением. Связать деформацию (искривление) стенки и количество циклов до образования усталостных трещин  $N_p$  позволит уравнение Коффина-Мэнсона [2]:

$$\varepsilon_a = 1,75 \frac{\sigma_s - \sigma_m}{E} \cdot N_p^{-0,12} + \frac{1}{2} \cdot \left[ \ln \left( \frac{1}{1 - \psi} \right) \right]^{0,6} \cdot N_p^{-0,6}, \quad (2)$$

где  $\varepsilon_a$  – амплитуда полной деформации за цикл;

$\sigma_m$  – среднее напряжение цикла;

$\sigma_s$  – предел прочности материала при статическом растяжении;

$E$  – модуль упругости;

$\psi$  – относительное сужение площади поперечного сечения образца при растяжении.

Оценить остаточный ресурс стенки по критерию малоциклового нагружения в режиме реального времени с использованием предложенной системы можно по следующему алгоритму:

1. Зафиксировать показания светодиода и преобразовать по предложенной формуле (1) в локальный (в зоне трубки) радиус кривизны стенки.
2. Изменение радиуса кривизны стенки во время цикла слива-налива преобразовать в амплитуду полной деформации за цикл путем алгебраических вычислений.
3. По зависимости (2) определить число циклов до образования усталостных трещин  $N_p$ .

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Речкин В.Н., Вяткин Ю.А. Теория пластичности и ползучести. СарФТИ НИЯУ МИФИ, 2016. – 26 с.

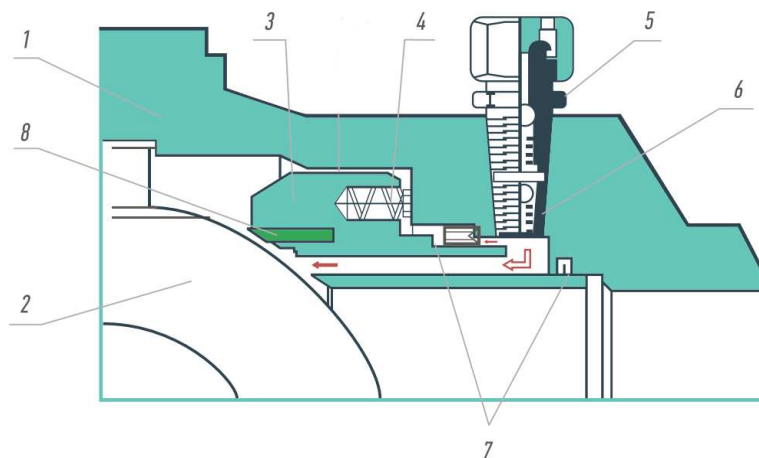
## К ВОПРОСУ О ВОЗМОЖНОСТИ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ШАРОВЫХ КРАНОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

А.А. Галимова, А.А. Лягова,

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

В настоящее время наблюдается несоответствие фактического и назначенного срока службы трубопроводной арматуры, рекомендуемое значение которого составляет порядка 30 лет. Практика показывает, что более 10 % всей арматуры на магистральных трубопроводах имеет срок службы более 30 лет, и 3 % – более 40 лет [1]. При таких значительных сроках неизбежно изменение параметров технического состояния арматуры, в конечном счете, определяющих безопасность ее эксплуатации. Таким образом, вопрос о возможности безопасной эксплуатации арматуры, фактический срок службы которой превышает назначенный, является актуальным.

В настоящее время на магистральных газопроводах наиболее распространенным видом запорной арматуры являются шаровые краны, в которых согласно ГОСТ 24856-2014 перекрытие потока осуществляется запирающим элементом, имеющим сферическую форму. К основным достоинствам данной арматуры относятся: высокая герметичность, быстроедействие, малое гидравлическое сопротивление и компактная конструкция. К недостаткам можно отнести трудоемкость изготовления, связанную, в первую очередь, с приданием шаровой пробки правильной геометрической формы с высокой чистотой поверхности [2]. Шаровые краны, устанавливаемые на магистральных газопроводах больших диаметров, выполняются по схеме «пробка в опорах». Кран при таком исполнении состоит из корпуса, внутри которого находится сферическая пробка, к которой с правой и левой сторон пружинами поджаты седла, размещенные в специальных пазах корпуса и снабженные уплотнительными кольцами (рисунок 1).



- 1 – корпус крана; 2 – шар; 3 – седло; 4 – пружина прижимная; 5 – фитинг для подачи смазки;  
6 – обратный клапан для предотвращения выброса смазки;  
7 – уплотнительные кольца; 8 – «мягкое» уплотнение (запрессовано в седло)

Рисунок 1 – Принципиальная схема шарового крана

Согласно ГОСТ Р 56001-2014 одним из критериев предельного состояния трубопроводной арматуры является изменение геометрических размеров и состояния поверхностей ее корпусных и внутренних деталей. В случае длительной эксплуатации неизбежно появляются и развиваются всевозможные дефекты вследствие коррозии и износа. Износ, приводящий к изменению геометрии поверхностей деталей, происходит в режимах эрозионного износа, проявляющегося в открытом состоянии арматуры под воздействием механических примесей транспортируемого газа, и механического износа, возникающего при трении в режиме открытия-закрытия затвора арматуры.

Так как наличие дефектов на поверхностях деталей имеет принципиальное значение в снижении работоспособности запорной арматуры [3], то в настоящее время применяются меры, способствующие уменьшению возникновения дефектов арматуры. Так, для уменьшения механического износа применяется периодическая подача уплотнительных паст в зону контакта «шар-седло». При единоразовой набивке крана пастой обеспечивается кратковременная герметичность затвора, переходящая в долговременную лишь при регулярной подаче пасты, что, естественно, повышает трудоемкость и стоимость обслуживания запорной арматуры. В случае эрозионного износа закономерным решением проблемы дефектности деталей является повышение качества транспортируемого газа, однако на практике это трудноосуществимо.

Условия эксплуатации шаровых кранов определяются множеством факторов, из которых первостепенное значение имеют: рабочее давление транспортируемого газа, колеблющееся от 1,2 МПа до 10 и более МПа, температура окружающей среды, которая в рамках года может менять свое значение от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ , нахождение арматуры на газопроводе конкретного диаметра, как правило, от 720 до 1420 мм, определяющие конструктивные особенности крана, а также факторы внешнего воздействия, частоты циклов срабатывания и многое другое.

Таким образом, реальное поведение сопряженных деталей затвора шарового крана, имеющих к тому же на своих поверхностях различного рода дефекты вследствие длительности эксплуатации, характеризуется крайне сложным механизмом отказа, исследование которого целесообразно проводить путем экспериментального моделирования в программном комплексе ANSYS.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Фоменко Т.А. Система технического обслуживания и ремонта арматуры на объектах транспорта газа – необходимое условие обеспечения длительной безопасности и экономической эффективности работы ГТС / Вестник арматурщика. – 2015. № 5 (25). – с. 70-73.
- 2 Борщенко Л.И. Слесарь по ремонту запорных кранов на магистральных газопроводах и газовых промыслах. – М: Недра, 1983. – 205 с.
- 3 Мустафин С.Ю. Исследование износостойкости подвижных сопряжений запорной арматуры газо-нефтепроводов [Рукопись]: дисс. ... канд. техн. наук: 05.02.04. / С.Ю. Мустафин; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М, 2002. – 228 с.



## О МИНИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

*Н.А. Гареева, Д.Т. Шагеева, Р.М. Аскарлов, УГНТУ, г. Уфа*

Как известно, при транспорте и хранении нефти и нефтепродуктов происходит потеря некоторой ее части. Это связано с физическими свойствами нефти и нефтепродуктов и изменением термобарических условий в процессе эксплуатации, а также с проведением технологических операций по их опорожнению и наполнению. Такие потери могут достигать до 20% от общего количества.

Доминирующими являются потери в больших резервуарах, как правило, находящихся в длительной эксплуатации и не оснащенных современным оборудованием (понтон и др.), на них приходится основная доля потерь (до 75%).

Помимо прямых потерь продукта эти процессы оказывают негативное влияние на экологию. Например, по Парижскому соглашению, РФ должна достичь к 2030 году выбросов парниковых газов не более 70% от уровня 1990 года [1], и в этом направлении нужно предпринимать конкретные шаги.

В данной работе рассматривается новое техническое решение, позволяющее минимизировать потери нефти и нефтепродуктов при «малых дыханиях» в резервуарах вертикальных стальных.

«Малые дыхания» РВС происходят вследствие изменения температуры паровоздушной смеси и хранимого нефтепродукта в течение суток. Днем температура повышается, испарение и объем паровоздушной смеси увеличиваются, срабатывает клапан и выпускает смесь в атмосферу, ночью давление в газовом пространстве резервуара уменьшается, при вакууме свыше допустимого срабатывает дыхательный клапан, впуская воздух из атмосферы в резервуар.

Потери нефти и нефтепродуктов от «малых дыханий» вычисляются по формуле Н. Н. Константинова [2]:

$$G_{MD} = \sigma \cdot V_r \cdot \ln \left[ \frac{(P_a - P_{KB} - P_{\min}) \cdot T_{r\max}}{(P_a + P_{KD} - P_{\max}) \cdot T_{r\min}} \right], \quad (1)$$

где  $\sigma$  – среднее массовое содержание паров нефти в ПВС;

$V_r$  – объем ГП резервуара;

$P_{\min}$ ,  $P_{\max}$  – соответственно, минимальное и максимальное парциальные давления паров нефти в ГП резервуара в течение суток;

$T_{r\min}$ ,  $T_{r\max}$  – минимальная и максимальная температуры ГП резервуара в течение суток.

$\sigma$  и  $V_r$  будут при всех вариантах расчета, но могут изменяться в зависимости от температуры, степени заполнения РВС и других факторов.

Из математики известно, что  $\ln 1 = 0$ , если математическое выражение в квадратных скобках будет приближаться к единице, то все выражение будет приближаться к 0.

$P_a$  – атмосферное давление, имеется и в числителе и знаменателе.

$T_{\text{с. max}}$  и  $T_{\text{с. min}}$  – максимально приблизить, например  $\pm 1^{\circ}\text{C}$ .

$P_{\text{max}}$  и  $P_{\text{min}}$  – также зависят от  $T_{\text{с. max}}$  и  $T_{\text{с. min}}$

Расчет величин  $T_{\text{с. min}}$  и  $T_{\text{с. max}}$  выполняется по формулам:

$$T_{\text{с. min}} = \theta_{\text{с. min}} + T_{\text{н. ср}}, \quad (2)$$

$$T_{\text{с. max}} = \theta_{\text{с. max}} + T_{\text{н. ср}} \quad (3)$$

Из вышеизложенного следует, что главным фактором воздействия на величину «малого дыхания» является температура, которая, в т.ч. формирует  $P_{\text{min}}$ ,  $P_{\text{max}}$ . Исходя из концепции расчета потерь от малого дыхания в формуле (1), рассмотрим теоретическую возможность избежать этих потерь.

В качестве примера, рассмотрим эксплуатационные потери от малого дыхания РВС 20000 м<sup>3</sup>, заполненного нефтью, расположенного в Оренбургской области. Для расчета был принят максимально допустимый уровень взлива резервуара для РВС 20000 м<sup>3</sup>. Условно, опорожнения резервуара в течение месяца не производились. В таблицах 1 и 2 приведены результаты расчета потерь нефти при «малых дыханиях» из резервуара РВС 20000 в течение года.

Таблица 1 – Потери нефти от «малых дыханий» при средних месячных температурах в Оренбургской области.

|           | Январь | Февраль | Март   | Апрель | Май   | Июнь | Июль   | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь |
|-----------|--------|---------|--------|--------|-------|------|--------|--------|----------|---------|--------|---------|
| T max     | -5     | -4      | 5      | 12     | 22    | 25   | 32     | 26     | 20       | 13      | -1     | -12     |
| Tmin      | -6     | -8      | -2     | 3      | 11    | 13   | 18     | 15     | 8        | 3       | -6     | -15     |
| G сут, кг | 11,9   | 17,1    | 35,8   | 71,7   | 124,7 | 150  | 207,6  | 152    | 100,2    | 62,1    | 46,8   | 12,6    |
| G мес, кг | 368,9  | 495,9   | 1109,8 | 2151   | 3866  | 4500 | 6435,6 | 4712   | 3006     | 1925,1  | 1404   | 390,6   |

Таблица 2 – Потери нефти от «малых дыханий» при минимальном температурном перепаде

|           | Январь | Февраль | Март  | Апрель | Май  | Июнь  | Июль   | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь |
|-----------|--------|---------|-------|--------|------|-------|--------|--------|----------|---------|--------|---------|
| T max     | -5     | -3      | 1     | 4      | 8    | 12    | 16     | 15     | 9        | 4       | -5     | -13     |
| Tmin      | -6     | -4      | 0     | 3      | 7    | 11    | 15     | 14     | 8        | 3       | -6     | -14     |
| G сут, кг | 11,9   | 17      | 30,8  | 49,8   | 76,3 | 102,3 | 116,4  | 104,4  | 68,5     | 42,4    | 21,5   | 10,7    |
| G мес, кг | 368,9  | 493     | 954,8 | 1494   | 2365 | 3069  | 3608,4 | 3236,4 | 2055     | 1314,4  | 645    | 331,7   |

Суммарные потери, таблица 1, составили 30364,9 кг, таблица 2 – 16692,2 кг. Таким образом, если обеспечить «теплонепроницаемую» для колебаний температуры стенку и крышу РВС и обеспечить стабильную, с минимумом колебаний, например  $\pm 1^{\circ}\text{C}$  температуру продукта, теоретически, «малые дыхания» можно минимизировать, а значит, в значительной степени предотвратить выбросы продукта в атмосферу.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Официальный документ о национально определяемом вкладе выбросов, представленный на портале <https://www4.unfccc.int>.
- 2 П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

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

Трубопроводный транспорт нефти, газа и продуктов их переработки играет весомую роль в топливно-энергетическом комплексе как России, так и всего мира. Однако в настоящее время эксплуатируемые трубопроводы превышают нормативный срок эксплуатации [1]. Такие трубопроводы классифицируются как трубопроводы высокой степени аварийности. Для повышения надежности и исключения риска возникновения аварий таких трубопроводов необходимы значительные вложения ресурсов, что не всегда экономически оправдано. Практический опыт эксплуатации стальных трубопроводов для транспортировки углеводородов продемонстрировал их подверженности коррозии, что является значительной проблемой для нефтегазовой отрасли. Для решения которой в последние годы многие проектные институты рассматривают полимеры и композиты как материалы для замены стали в трубопроводном транспорте.

Целью данной работы является поиск композитных материалов, удовлетворяющих строительству трубопроводов для магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов, а также обоснование строительства и эксплуатации двух параллельных композитных трубопроводов для транспортировки углеводородов.

Между тем как российский, так и международный опыт подтверждает возможность полного отказа от стальных материалов в пользу более дешевых и долговечных композитных материалов при строительстве трубопроводов для транспорта нефти и газа. Например, в России уже на сегодняшний день полимерные трубы практически полностью вытесняют сталь при строительстве сетей газораспределения. В тоже время иностранные компании разрабатывают и применяют композитные трубы для транспортировки нефти и природного газа, которые состоят из двух или более компонентов (поливинилхлорид, стекловолокно, различные металлы), что применяются для улучшения характеристик и их свойств, возможности осуществления перекачки при высоких давлениях, повышении их гибкости, устойчивости к растрескиванию и воздействию высоких и низких температур. По показателям композитные трубы не уступают стальным трубопроводам, а по некоторым показателям значительно превосходят их. В связи с чем они находят широкое применение в местах с большими и внешними нагрузками. [2,3]. Однако в настоящее время нет достаточного опыта проектирования и эксплуатации неметаллических труб для перекачки нефти. Отсутствуют также и общепринятые нормативные документы совместно с методиками для прогнозирования эксплуатационных характеристик труб. Сложившаяся ситуация приводит к тому, что каждый производитель предъявляет собственные критерии оценки прочности выпускаемых им продукции, что способствует недостоверному прогнозированию эксплуатационных характеристик композитных трубопроводов и их сроках службы.

Авторы предлагают использование теоретического и практического опыта российских и международных компаний в области проектирования, сооружения и эксплуатации как полимерных, так и композитных материалов с целью поиска материала способного удовлетворить необходимые условия для бесперебойного трубопроводного транспорта нефти и газа. в нефтегазовой отрасли для поиска материалов, которые сумеют

В работе также осуществлен расчет, подтверждающий возможность осуществления строительства и дальнейшую эксплуатацию двух параллельных трубопроводов из композитных материалов. Сравнительный расчет эффективности замены одного стального трубопровода большего диаметра двумя композитными трубопроводами малых диаметров показал, что пропускная способность остается либо прежней, либо большей, что зависит от количества и способа соединения насосов при перекачке нефти и нефтепродуктов. Результаты расчета экономической эффективности замены стальной трубы на две композитные позволили заключить, что экономия средств и ресурсов достигается одновременно за счет снижения затрат на осуществление строительно-монтажных работ, ремонта, исключения коррозионного разрушения, снижения энергопотребления насосно-силового оборудования, так и отключение одного насоса на каждой перекачивающей станции.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Отчет руководства ПАО «Газпром» за 2018 год [Электронный ресурс]. - Режим доступа [https://docviewer.yandex.ru/view/1083850546/?page=15&\\*=ru](https://docviewer.yandex.ru/view/1083850546/?page=15&*=ru) (дата обращения 10.02.2021).
2. Трубопроводы промышленные из стеклопластиковых труб. Правила проектирования, строительства и эксплуатации [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [http://sro-ngs.com/UserFiles/ContentFiles/norm%20dok/2017-12-13\\_13-32-42\\_04.pdf](http://sro-ngs.com/UserFiles/ContentFiles/norm%20dok/2017-12-13_13-32-42_04.pdf) (дата обращения 15.02.2021).
3. СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200032042> (дата обращения 20.02.2021).

УДК 681.518.5

### **СПОСОБ ЦИФРОВИЗАЦИИ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ В ЦЕЛЯХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕПЛОПЕРЕДАЮЩЕЙ ПОВЕРХНОСТИ**

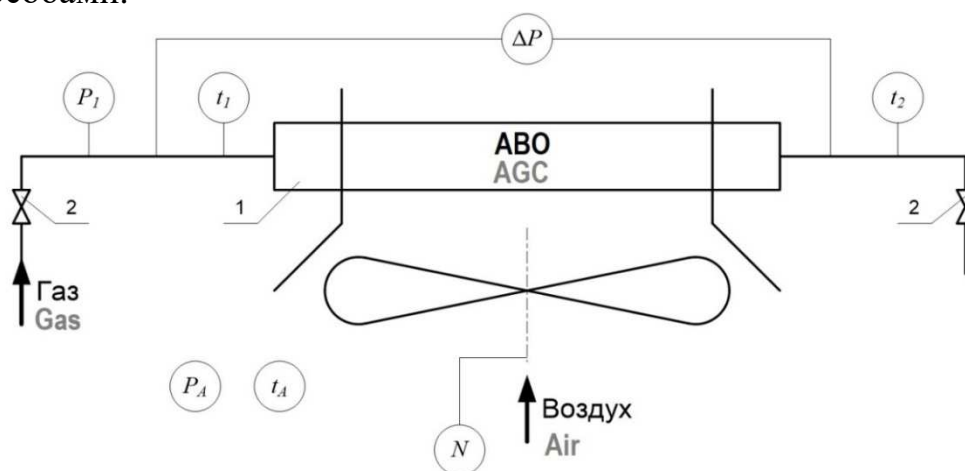
*Д.В. Гильмутдинов, Т.А. Бакиев, М.В. Закирьянов,  
ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа,  
А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа*

На предприятиях нефтяной и газовой промышленности сегодня наиболее актуальна тема цифровизации, повсеместно внедряются технологии автоматизации процессов производства. В том числе это касается газотранспортной области и ПАО «Газпром» в частности.

В качестве первоначального этапа цифровизации производственных объектов можно рассматривать создание методик оценки ключевых параметров технического устройства (ТУ) с эталонными значениями, задание максималь-

ного и минимального параметра, характеризующего работоспособность. Таким параметром в аппаратах воздушного охлаждения можно считать тепловую нагрузку на АВО, полный коэффициент теплопередающей поверхности оребренных труб, а также надежность всех узлов и соединительных деталей. В данной научно-исследовательской работе рассматривается методика, основанная на изменении тепловой нагрузки.

На рисунке 1 представлены основные параметры, которые измеряются при эксплуатации АВО газа. В ходе изучения большого количества существующих методик была осуществлена оценка каждой из них и подобрана наиболее подходящие варианты для автоматизации. На рисунке 1 представлены основные параметры, которые измеряются при эксплуатации АВО газа. На основе данных параметров можно оценить тепловую нагрузку в реальном времени двумя способами.



1 – установка охлаждения газа; 2 – трубопроводная арматура АВО

Рисунок 1 - Схема измерений параметров УОГ [1]

Первый способ представляет собой оценку тепловой нагрузки методом Кобба-Дугласа для аппроксимации данных номограммы в виде регрессионной статистической модели [2]:

$$Q_{ABO} = G_{ABO} \cdot c_p \cdot (A_{ABO} \cdot G_{ABO}^{\alpha_{ABO}} \cdot t_1^{\beta_{ABO}} \cdot t_A^{\gamma_{ABO}} - t_1), \quad (1)$$

где  $A_{ABO}$ ,  $\alpha_{ABO}$ ,  $\beta_{ABO}$ ,  $\gamma_{ABO}$  – коэффициенты аппроксимации, индивидуальные для каждого типа АВО (в том числе зависят от количества работающих вентиляторов).

В соответствии с [3] для расчета тепловой нагрузки также можно использовать следующую формулу:

$$Q_{ABO} = G_{ABO} \cdot c_p^{ном} \cdot (t_{1ABO} - t_{2ABO}^P), \quad (2)$$

где  $c_p^{ном}$  – средняя удельная теплоемкость газа для расчетного режима работы АВО, кДж/(кг·К):

$t_{2УОГ}^P$  – расчетная температура на выходе из АВО, °С:

$$t_{2УОГ}^P = t_a + (t_1 - t_a) \cdot \exp\left(-\frac{k}{G}\right), \quad (3)$$

где  $k$  – размерный коэффициент, кг/с:

$$k = G_0 \cdot \ln \left( \frac{t_{10} - t_{a0}}{t_{20} - t_{a0}} \right), \quad (4)$$

где  $G_0$  – массовый расход газа через АВО на номинальном режиме, кг/с;

$t_{10}, t_{a0}, t_{20}$  – температуры газа и воздуха на входе и газа на выходе АВОГ

на номинальном режиме, соответственно, °С.

Предлагается в формуле (2) также использовать корректирующий коэффициент  $K_T$ :

$$Q_{ABO} = K_T \cdot G_{ABO} \cdot c_p^{\text{ном}} \cdot (t_{1ABO} - t_{2ABO}^P),$$

(5)

Используя модель Кобба-Дугласа, корректные расчеты производятся только при 100 % включенных вентиляторов (рекомендуется рассмотреть разработку номограмм для реальных эксплуатационных значений АВО газа и пересчет значение коэффициентов аппроксимации). В связи с этим наиболее подходящим способом для расчета тепловой нагрузки предлагается способ расчета с использованием расчетного коэффициента (4). Для более точного анализа также рекомендуется использовать корректирующий коэффициент  $K_T$ .

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Скрынников С.В., Исмагилов И.Г., Иванов Э.С., Стельмах М.В. Методика оценки технического состояния аппаратов воздушного охлаждения газа ООО «Газпром трансгаз Уфа». – Уфа, 2009. – 28 с.
2. Иванов Э.С., Китаев С.В., Гадельшина А.Р. Экспериментальное определение и моделирование расчетных характеристик аппаратов воздушного охлаждения газа на магистральных газопроводах // Нефтегазовое дело, 2015. № 4 С. 118-131.;
3. СТО Газпром 2-3.5-253-2008 Контроль качества оборудования при поставке и эксплуатации. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Аппараты воздушного охлаждения газа», а также использование лучевых характеристик из паспортных данных аппаратов для определения тепловой нагрузки АВО. – М. ВНИИГАЗ, 2009. 63 с.;

УДК 622.692.4

#### РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДА С ОТВОДОМ

*А.И. Гольянов, С.Е. Кутуков, О.В. Четвертков, А.А. Гольянов,  
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

В работе [1] разработан алгоритм расчета режимов работы ТУ МН с отводом после последней по ходу насосной станции, рассмотренном в работе [2], учитывающий многообразие факторов, влияющих на показатели режимов работы: разнообразие типоразмеров насосных агрегатов и их наборов, принимаемых для формирования режимов работы ТУ МН; расположение отводов, их количество, диаметр и протяженность; порядок регулирования производительности отвода и др. [3].

Показано, что производительность НПС ( $Q_0$ ), распределение грузопотоков ( $\mu_k = Q_k/Q_0$ ) и затраты энергии на перекачку существенно зависят от давления в конце магистралей и отвода ( $P_k, P_{от}$ ) даже при заданной комбинации ра-

ботающих насосов. Однако, без должного влияния остаются вопросы оптимизации режимов работы нефтепроводов с отводами.

Для каждого варианта включенных в работу насосов, используя алгоритм, представленный в работе [1], можно представить кривую зависимости удельной потребляемой энергии  $\left(E_{уд} = \frac{\sum N_{потр}}{\rho \cdot Q_0}, \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{т}}\right)$  от производительности НПС  $Q_0$  при различных давлениях в конечных точках  $P_K$  и  $P_{от}$ . Эта кривая имеет три характерных точки [2].

Первая точка описывает работу системы, когда отвод закрыт и весь поток нефти  $Q_{0K}$  направлен в резервуарный парк РП<sub>K</sub> конечного пункта ТУ МН. Давление перед регуляторами давления или расхода  $P_{Kmin}$  определяется минимально необходимым давлением по условию обеспечения нормальной работы СИКН.

Вторая точка описывает работу системы, когда конечный пункт и отвод открыты, поток нефти  $Q_K$  направлен в резервуарный парк РП<sub>K</sub> конечного пункта, а поток нефти  $Q_{от}$  направлен в резервуарный парк РП<sub>от</sub> отвода ( $Q_K + Q_{от} = Q_0$ ). Давление перед регуляторами давления или расхода  $P_{отmin}$  и  $P_{Kmin}$  определяются минимально необходимым давлением по условию обеспечения нормальной работы СИКН. Анализ показывает [2], что, для рассматриваемой комбинации работающих насосов, эта точка обладает наибольшей производительностью и наименьшими удельными затратами энергии на перекачку при производительности системы  $Q_0$ .

Третья точка описывает работу системы, когда конечный пункт закрыт и весь поток нефти  $Q_{от}$  направлен в резервуарный парк РП<sub>от</sub> отвода. Давление перед регуляторами давления или расхода  $P_{отmin}$  определяются минимально необходимым давлением по условию обеспечения нормальной работы СИКН.

ТУ МН с отводом, даже только при заданной комбинации работающих насосов, может работать на большом числе разрешенных режимов, отличающихся давлениями в конце магистрали  $P_K$  и отвода  $P_{от}$  и, как результат, производительностью системы и распределением потоков нефти.

Промежуточные режимы между второй и первой точкой могут быть реализованы путем увеличения давления на входе РП<sub>от</sub>  $h_{от} = \frac{P_{от}}{\rho \cdot g} > h_{отmin}$  вплоть до полного закрытия отвода. При этом давление на входе в РП<sub>K</sub> сохраняются на минимально необходимом уровне  $h_K = \frac{P_K}{\rho \cdot g} = h_{Kmin}$ .

Промежуточные режимы между второй и третьей точкой реализуются аналогичным образом путем увеличения давления на входе РП<sub>K</sub>  $h_K > h_{Kmin}$  с сохранением минимально необходимого давления на входе РП<sub>от</sub>.

Для иллюстрации результатов расчета по описанным выше алгоритмам взят типичный ТУ МН, основные параметры которого представлены в таблице 1.



Таблица 1 – Основные параметры ТУ МН

| Насосные станции                   |                                                       | Линейная часть                         |       |
|------------------------------------|-------------------------------------------------------|----------------------------------------|-------|
| НПС-1                              |                                                       | Расчетный диаметр магистрали $D_{к,м}$ | 0,996 |
| Подпорные насосы                   | НПВ 3600-90<br>(D <sub>2</sub> =580 мм), 3 шт         | Расчетный диаметр отвода $D_{от,м}$    | 0,800 |
|                                    |                                                       | $l_{с,км}$                             | 215   |
| Магистральные насосы               | НМ 7000-210 (11, 12)<br>(D <sub>2</sub> =475 мм),1,0Q | $l_{к,км}$                             | 25    |
|                                    |                                                       | $l_{от,км}$                            | 20    |
|                                    | НМ 7000-210 (13, 14)<br>(D <sub>2</sub> 475 мм), 0,7Q | Высотные отметки, м                    |       |
|                                    |                                                       | $Z_к$                                  | 50    |
| НПС-2                              |                                                       | $Z_с$                                  | 60    |
| Магистральные насосы               | НМ 7000-210 (21, 22)<br>(D <sub>2</sub> =475 мм),1,0Q | $Z_к$                                  | 60    |
|                                    |                                                       | $Z_{от}$                               | 50    |
|                                    | НМ 7000-210 (23, 24)<br>(D <sub>2</sub> 475 мм), 0,7Q | Давление, $P \cdot 10^5, Па$           |       |
|                                    |                                                       | $P_к$                                  | 0,5   |
| Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> | 875                                                   | $P_{к, min}$                           | 3,5   |
| Вязкость нефти, сСт                | 35                                                    | $P_{от, min}$                          | 3,5   |

Графики зависимости удельных затрат электроэнергии  $E_{уд}$  от производительности трубопровода  $Q_1$  при различных комбинациях работающих насосов и давлений в конце магистрали и отвода представлены на рис. 1.

Для детального анализа и выработки подхода к поиску рациональных режимов работы ТУ МН с отводом для выполнения плана перекачки были выбраны режимы «2п/13,14+23» и «2п/11,12+21» при различных значениях давлений в конце магистрали и отвода.

Область допустимых режимов (ОДР) для реализации плана перекачки на двух выбранных режимах представлена на рис. 2 и представляет собой площадь, ограниченную слева и справа линиями расчетных режимов.

Анализ результатов вычислительного эксперимента показывает, что план поставки нефти в резервуарные парки на конечном пункте магистрали и отвода с использованием пары режимов на левой и правой границах ОДР с необходимыми давлениями  $P_k$  и  $P_{от}$  (линии 1 – 5 на рис.2).



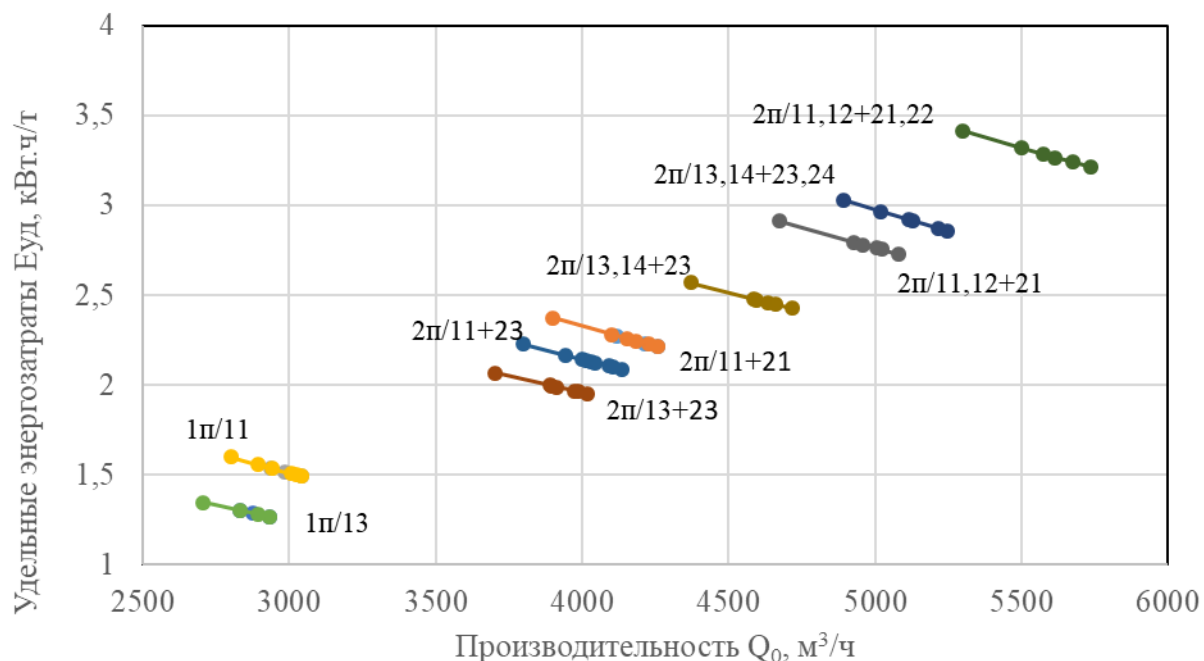


Рисунок 1 – Зависимость удельных затрат электроэнергии от производительности трубопровода при различных комбинациях работающих насосов и давлений в конце магистрали и отвода

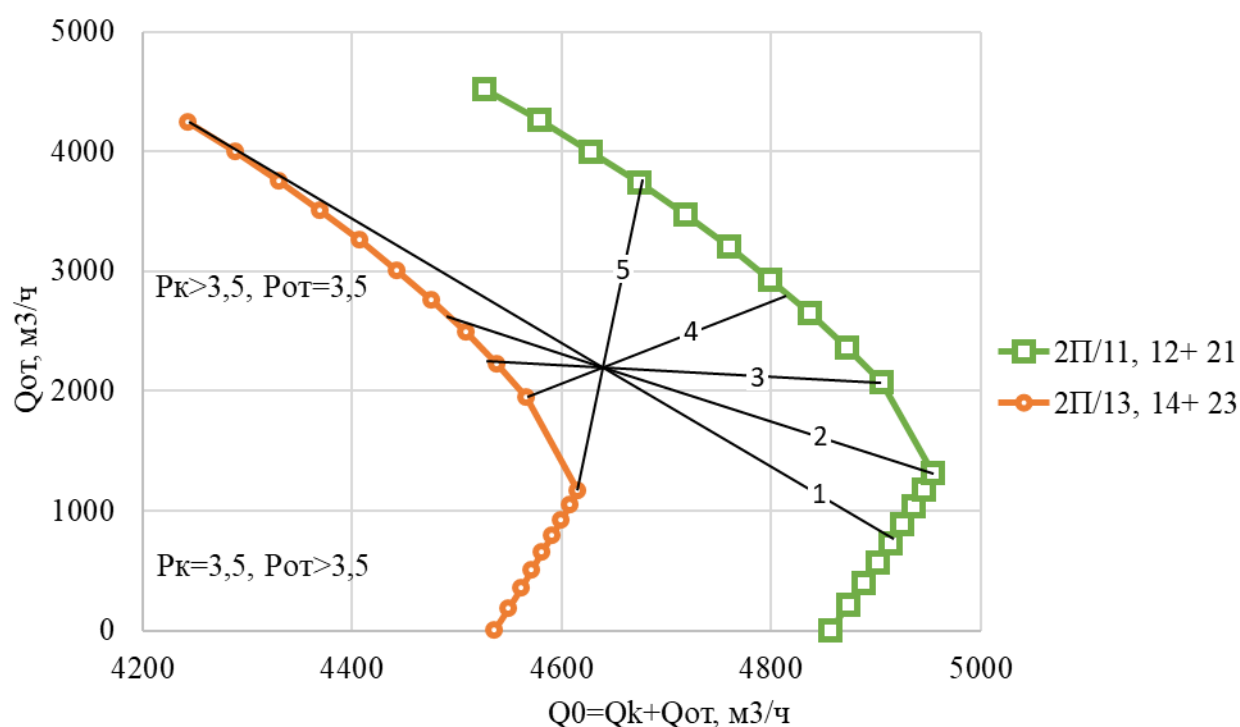


Рисунок 2 – Область допустимых режимов

Анализ затрат энергии на перекачку показывает, что для каждой пары необходимых средних значений производительностей  $Q_0$  и  $Q_{от}$  существует пара режимов на левой и правой границах ОДР, с использованием которых удельные затраты энергии будут минимальными. В рассмотренном примере для  $Q_0 = 4640 \text{ м}^3/\text{ч}$  и  $Q_{от} = 2200 \text{ м}^3/\text{ч}$  это режимы на линии 3 (рис. 3).

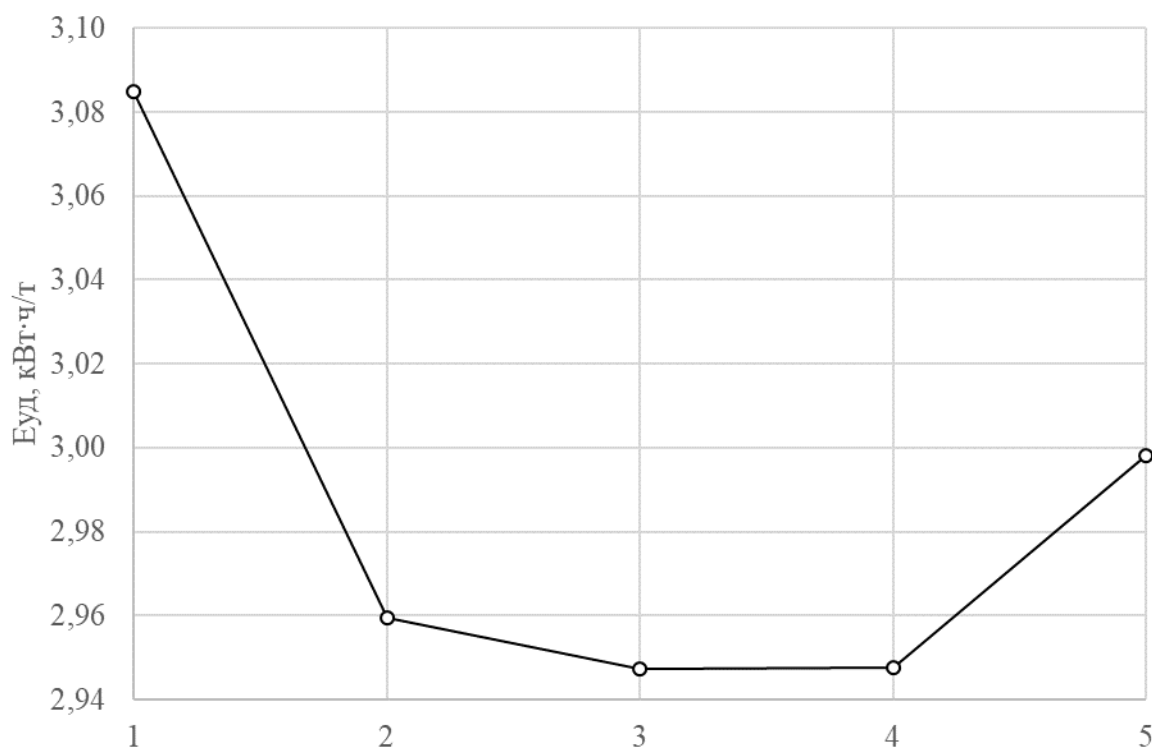


Рисунок 3 – Энергоэффективность режимов

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрен алгоритм расчета режимов работы технологического участка магистрального нефтепровода с отводом после конечной по ходу насосной станции. На примере ТУ МН с двумя насосными станциями и отводом после конечной из них определены показатели режимов при различной комбинации работающих насосов на НПС и давлений в конце магистрали и отвода. Обозначен подход к поиску рациональных режимов работы ТУ МН для выполнения плана перекачки.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Алгоритм расчета режимов работы нефтепровода с отводом / А.И. Гольянов, С.Е. Кутуков, О.В. Четверткова, А.А. Гольянов // Сборник трудов «Нефтегазовый терминал» Международной научно-технической конференции «Транспорт и хранение углеводородного сырья» (Конференция в формате видеоконференции на платформе ZOOM, 29-30 апреля 2021 г.). – Тюмень: Изд. ТИУ, 2021.
- 2 Энергоэффективность регулирования потокораспределения в трубопроводах с отводами / А.И. Гольянов, С.Е. Кутуков, О.В. Четверткова, А.А. Гольянов // Трубопроводный транспорт – 2020: тезисы докладов XV Международной учебно-научно-практической конференции / редкол.: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. - С. 37 - 41.
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.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ ТРОЙНИКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ С РАЗЛИЧНЫМ УГЛОМ СОЧЛЕНЕНИЯ И ПОЛЕЙ СКОРОСТЕЙ ПОТОКОВ ПРИ СМЕШЕНИИ**

*А.И. Давлетбаев, Д.А. Соснин, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время в России добываются нефти широкого диапазона качества на различных по своему расположению месторождениях. Поскольку, транспорт нефтей широкого диапазона качественных показателей по трубопроводам со сложной топологической структурой невозможна без смешения нефтей с разными характеристиками, была создана «Схема нормальных (технологических) грузопотоков нефти», которая утверждена приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 года [3]. Данной схемой руководствуется ПАО «Транснефть» при планировании графиков перекачки нефтей с различными качественными показателями [2]. Для осуществления смешения нефтей различного качества в ПАО «Транснефть» используются системы динамического компаундирования, т.е. управляемого смешения.

При динамическом компаундировании нефтей с различными качественными показателями одной из важнейших задач является получение однородной смеси. К настоящему моменту были выполнены эксперименты, по результатам которых было установлено, что компаундирование нефтей с образованием однородной смеси происходит при соблюдении турбулентного режима течения и образование такой смеси заканчивается на расстоянии, равном приблизительно 50-100 диаметров трубы. Было установлено, что на длину участка, по достижении которого происходит полное перемешивание, влияют расход, диаметр труб, шероховатость стенок труб [1]. Тем не менее, в данных исследованиях использовались тройниковые соединения типовой формы, которая обладает оптимальными, с точки зрения металлозатрат, прочностными характеристиками. Но, при смешении нефти большим приоритетом является качество перемешивания смеси на выходе, и, изменение угла сочленения труб в тройниковом соединении, может оказаться экономически и технологически выгодным, несмотря на возможное незначительное повышение металлоемкости конструкции для сохранения прочностных показателей, допустимой для безопасной эксплуатации.

Целью нашего исследования стало нахождение допустимого угла сочленения труб, при котором соблюдается условие недопустимости пластических деформаций и сложения скоростей смешиваемых потоков.

Объектом исследования стал штамповарной тройник со следующими характеристиками: сталь 09ГБЮ, предел текучести стали 380 МПа, предел прочности 550 МПа. Допустимое рабочее давление, при котором рассчитан тройник - 1,6 МПа. Основные размеры равнопроходного тройникового соединения: диаметр – 820 мм, толщины стенок трубопроводов - 9 мм. Радиус скругления – 72 мм. Нефти смешиваемые в тройниковом соединении: нефть основной магистрали: - сернистая Александровская с плотностью 846,6 кг/м<sup>3</sup>, коэф-

фициентом кинематической вязкости  $9,69 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ , содержанием серы 1,3%; нефть второй магистрали – высокосернистая Бавлинская с плотностью  $883 \text{ кг}/\text{м}^3$ , коэффициентом кинематической вязкости  $25,8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ , содержанием серы 2,8%.

Решение данной задачи было выполнено в Ansys Structural и Ansys CFX. Для начала были установлены максимальные эквивалентные напряжения, возникающие от внутреннего давления потока с шагом соединения труб в тройнике – 5 градусов. Результаты расчета представлены на рисунке 1.

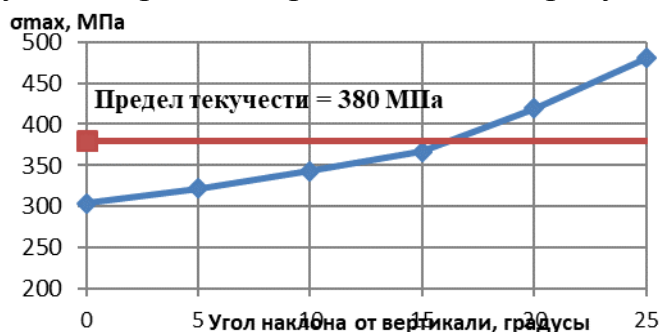


Рисунок 1 – Зависимость максимальных эквивалентных напряжений в тройнике от угла соединения труб

Согласно полученным данным, максимально возможный угол соединения труб для исследуемой модели – 15 градусов, т.к. при дальнейшем увеличении угла сочленения происходит увеличение эквивалентных напряжений выше предела текучести, что препятствует нормальной эксплуатации системы.

Далее было выполнен расчет скоростей потоков, для оценки значения величин скоростей и определения зоны стабилизации смеси. Полученные результаты представлены на рисунке 2.

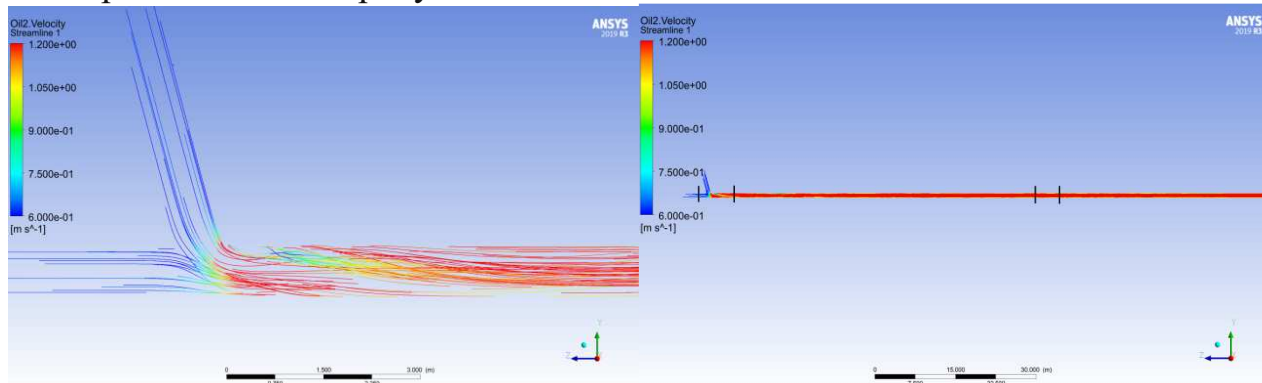


Рисунок 2 – Значения скоростей для потоков в трубопроводе

Согласно полученным результатам можно сделать вывод о том, стабилизация скорости потока смеси достигается на расстоянии 70 метров от точки смешения, что удовлетворяет условиям, указанным в [1]. Полученные результаты являются предварительными и требуют уточнения в экспериментальных условиях. В дальнейшем планируется провести оценку смешиваемости потоков по содержанию серы.

Исследование проведено при поддержке Фонда содействия инновациям в рамках выполнения договора №16714ГУ/2021.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гареев, М.М. Повышение эффективности магистральных нефтепроводов на основе использования агентов снижения гидравлического сопротивления и совершенствования системы учета нефти: дис. ... д-ра техн. наук : 25.00.19 / Гареев Мурсалим Мухутдинович. – Уфа, 2006. – 348 с;
2. Каримов Р.М., Сунгатуллин Р.З., Ташбулатов Р.Р., Мастобаев Б.Н., Колчин А.В. Динамическое моделирование теплогидравлической эффективности слоя асфальтосмолопарафиновых отложений в неизолированном нефтепроводе. Нефтяное хозяйство. 2021. №4. С. 119-123;
3. Приказ Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. №103 «Об утверждении схемы нормальных (технологических) грузопотоков нефти».

УДК 661.971.9

## АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ УТИЛИЗАЦИИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

*А.И. Давлетбаев, М.А. Иляева, УГНТУ, г. Уфа*

В современных реалиях вопросы возможного снижения воздействия вредных выбросов в окружающую среду становятся все более актуальными. Одним из возможных решений является внедрение водородных технологий в энергетический сектор. С этой целью правительство Российской Федерации в 2021 году представило «Концепцию развития водородной энергетики», регламентирующую основные мероприятия по осуществлению такого перехода в перспективе до 2050 года.

Основным направлением при производстве водорода на данный момент является паровая конверсия метана, полученного из природного газа. Однако одним из продуктов на выходе технологических установок является диоксид углерода, оказывающий негативный эффект при попадании в атмосферу. Для нейтрализации воздействия были разработаны методы по его улавливанию и дальнейшему захоронению. Эффективность в таком случае достигает 96%. Суммарные выбросы при реализации наилучшей доступной технологии составляют 135 г СО<sub>2</sub> экв/МДж [1].

С 1996 года углекислый газ успешно закачивается в морские залежи, однако только в 2021 году немецкая компания Wintershall совместно с Gazprom International предложили использовать имеющиеся морские трубопроводы для захоронения в тех районах, где ресурс месторождений подходит к концу и имеется производство водорода [2]. Данную технологию возможно реализовать на Дальнем Востоке, где планируется создание инфраструктуры по производству водорода из природного газа [3]. По планам к 2030 году планируется достигнуть показателя в 100 тыс. т чистого водорода в год. По актуальной информации извлекаемых запасов в данном нефтегазоносном районе, включающем месторождения проекта Сахалин-1 и Сахалин-2, хватит до 2030-2040 годов, что согласуется с планами по захоронению углекислого газа на этой территории. В качестве основы рассматриваются морские газопроводы и нефтепроводы, соединяющие береговые сооружения острова Сахалин с платформами «Пильтун-Астохская-А», «Пильтун-Астохская-Б» и «Лунская-А».

Важным аспектом при осуществлении перекачки диоксида углерода является обеспечение однофазного потока жидкости, поскольку при появлении газовой фазы начинается активная химическая реакция, приводящая к мейза-коррозии стенки трубопровода. Критическое давление при нормальных условиях составляет примерно 7,4 МПа. По результатам расчета в комплексе Multiflash установлено, что различные примеси в потоке способны повышать данный показатель до 8 МПа. Морские газопроводы в свою очередь эксплуатируются при давлениях до 30 МПа. Таким образом, в процессе эксплуатации гарантированно обеспечивается однофазное течение. В случае конверсии нефтепроводов отсутствует необходимость переоснащения насосного оборудования на имеющихся проектах, в случае же использования газопроводов замена насосного оборудования составит значительную часть капитальных затрат. Промежуточным этапом при внедрении данной технологии может быть использование углекислого газа для интенсификации добычи нефти на месторождениях III и IV стадиях разработки.

Таким образом, проект представляется возможным к успешной реализации в случае тщательного изучения компонентного состава получаемого флюида и выбора оптимальных параметров эксплуатации. Применение подобных технологий является важным шагом на пути к декарбонизации энергетического сектора.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Howarth, RW. How green is blue hydrogen? / RW. Howarth, MZ. Jacobson, // Energy Science & Engineering – 2021. – Vol. 9. – P. 1676-1687.
- 2 Изучение возможности конверсии газопроводов в Северном море под CO<sub>2</sub> // Neftegaz.ru URL: <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/699225-wintershall-dea-izuchaet-vozmozhnost-konversii-sovmestnykh-s-gazpromom-gazoprovodov-v-severnom-more/>
- 3 Водородный кластер в Сахалинской области // Neftegaz.ru URL: <https://neftegaz.ru/news/partnership/677957-vodorodnyy-klaster-v-sakhalinskoy-oblasti-priobretaet-ochertaniya-podpisan-ryad-pervoocherednykh-sog/>

УДК 622.279.72

#### **ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИЧЕСКИХ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОПРОВОДЕ**

*К.С. Давлетчина, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа*

Трубопроводный транспорт природного газа осложняется образованием газовых гидратов. Чтобы предотвратить образование гидратов, используется непрерывная подача метанола, что приводит к дополнительным экономическим затратам и экологическим рискам. Поэтому важен поиск новых более эффективных реагентов для удаления и предотвращения образования газовых гидратов. Целью данной работы был выбор наиболее эффективных ингибиторов гидратообразования. Исследование проводилось среди кинетических ингибиторов образования газовых гидратов.

Добавление определенного количества кинетических ингибиторов ограничивает или задерживает рост газогидрата и, таким образом, предотвращает

образование гидрата [1]. Добавленная концентрация такого ингибитора низкая. Эти ингибиторы предотвращают агломерацию кристаллических зерен гидрата и закупорку за счет снижения скорости образования гидрата. Это достигается путем добавления небольшого количества химической добавки, которая снижает скорость зародышеобразования гидрата, а также задерживает и даже предотвращает образование критического зародыша и, таким образом, препятствует первому направлению роста и направленной стабильности кристалла гидрата, чтобы предотвратить образование кристаллов гидрата. гидрат. Этот метод имеет два преимущества: требуется лишь небольшое количество ингибитора и высокая эффективность.

Исходя из различного механизма молекулярной реакции, кинетический ингибитор можно разделить на три: ингибитор задержки роста гидратов, ингибитор агломерации гидратов и ингибитор двойного назначения.

Ингибитор задержки роста гидратов замедлит скорость роста зародышей гидрата и предотвратит их быстрый рост, а когда гидрат застаивается в жидкости, это приводит к их отложению. Ингибитор агломерации гидрата ограничивает тенденцию к сборке кристаллов гидрата и приводит к суспендированию гидрата в жидкости, а затем утечке с жидкостью без блокировки.

Содержание используемого кинетического ингибитора обычно составляет от 0,01% до 0,5% с его молекулярной массой от нескольких тысяч до миллионов. Его стоимость по сравнению с термодинамическим ингибитором более 50%. Это значительно уменьшает объем загрузки и объем заливки.

Кинетический ингибитор обычно содержит полимер и поверхностно-активные вещества, и только небольшое количество этого ингибитора требуется для предотвращения образования гидрата. Эмульгирование между водной фазой и масляной фазой будет происходить для предотвращения агломерации кристаллов гидрата перед образованием гидрата.

Преимущество этого ингибитора заключается в том, что на его характеристики не влияет температура [2]. Характерной чертой этого типа полимерной цепи молекулы является то, что он содержит много водорастворимых генов и имеет длинную жирную углеродную цепь. Полимерные мономеры обычно представляют собой N-ацилполиолефинимин, N-алкилакриламид, акрилат, N-метил, N-этилацетамин и другие. Механизм их действия заключается в образовании или адсорбции эвтектических кристаллов для предотвращения роста зародышей гидратации, так что частицы гидратации рассеиваются и не собираются, таким образом, предотвращается образование гидрата.

В настоящее время полимерный ингибитор дает лучшие результаты и применяется более широко.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

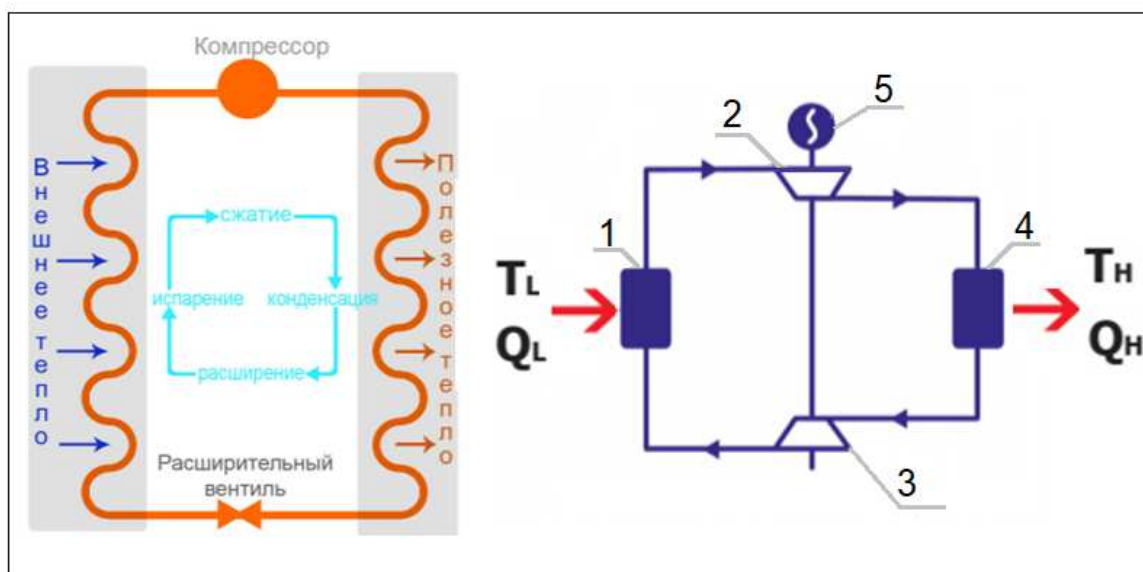
1. Балашова, В.Д. Промысловые испытания экологически безопасного малорасходного ингибитора образования газовых гидратов кинетического действия/ В.Д. Балашова, И.А. Чернышев, О.Ю. Коновальчук // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2018. – № 1(33). – С. 243-247.
2. Xu Y J, Yang X X, Ding J, Ye G X. Natural Gas Industry, 2004, 24(12): 135

## ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ НА НПС КАК СПОСОБ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ВЭР

*Р.Х. Дашкин, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа*

Рост мирового ВВП во многом достигается за счет истощения природных ресурсов и экосистем, то есть всего того, что составляет так называемый природный капитал. Рациональное использование топливно-энергетических ресурсов является сегодня одной из глобальных мировых проблем, удачное решение которой будет иметь определяющее значение для дальнейшего развития мирового сообщества и сохранения среды его обитания. Применение новых энергосберегающих технологий, основанных на утилизации низкопотенциальных вторичных энергетических ресурсов (ВЭР), является одним из перспективных путей решения данной проблемы.

Тепловой насос – это устройство для производства тепла с использованием обратного термодинамического цикла согласно ГОСТ 26691-85 «Теплоэнергетика. Термины и определения». Это устройство для переноса тепловой энергии от теплоотдатчика с низкой температурой к теплоприемнику с высокой температурой, процесс осуществляется с затратой энергии (рисунок 1).



1 – испаритель; 2 – компрессор; 3 – конденсатор;  
4 – расширительная машина; 5 – электропривод

Рисунок 1 – Принципиальная схема парокомпрессионного теплового насоса

В настоящее время в мире работает более 30 млн тепловых насосов (ТН) различной мощности – от 5 кВт до десятков МВт. В США более 30 % жилых зданий оборудованы ТН, которые представляют собой совмещенные системы отопления и кондиционирования. В Швеции за последние годы введены в эксплуатацию более 100 ТН мощностью от 5 до 80 МВт. В Японии ежегодно продается 3 млн ТН, а в США – 1 млн [1]. Тепловые насосы входят в «Перечень



объектов и технологий высокой энергетической эффективности» (утв. постановлением Правительства РФ от 17 июня 2015 г. № 600). Кроме того, они выделены в качестве одного из приоритетных направлений научно-технического прогресса энергетического сектора по направлению «Теплоснабжение» в Энергетической стратегии России на период до 2035 года.

Тепловой насос или теплонасосная установка (ТНУ) формально не вырабатывает тепловой энергии. ТНУ позволяет полезно использовать низкотемпературную тепловую энергию грунта, воздуха, воды, хозяйственно-бытовых стоков, отработанное тепло промышленных предприятий и многого другого. В целом наиболее перспективными низкопотенциальными источниками для средней полосы России являются теплота естественных природных водных источников: рек, озер, наземных и подземных водоемов со средней температурой 10 °С, сбросная теплота канализационных стоков и с выхода турбин ТЭЦ.

Наиболее характерный температурный уровень для внешнего теплообменника в режиме использования парокомпрессионной ТНУ в системе теплоснабжения от 5 °С до минус 15 °С, для внутреннего теплообменника от 35 °С до 60 °С, что позволяет обеспечить отопление и горячее водоснабжение большую часть отопительного периода. При этом если за 100% взять полученную полезную тепловую мощность, то доля затраченной электроэнергии составит 20-30%. Таким образом, коэффициент энергетической эффективности, равный отношению полученной полезной тепловой мощности к затраченной электроэнергии, составляет от 3,3 до 4.

Стоимость теплонасосных установок ЗАО «Энергия» и их монтажа составляет примерно от \$150 до \$200 за 1 кВт тепловой мощности в зависимости от источника низкопотенциальной теплоты. Срок службы тепловых насосов до капитального ремонта равен 45 000–60 000 часов или 10–15 отопительных сезонов, а срок окупаемости не превышает 2–3 года [2].

Рассмотрим возможность внедрения на НПС теплонасосной установки. Технологическими источниками низкопотенциального тепла на нефтеперекачивающей станции являются:

- сбросное тепло сточных вод;
- тепловая энергия системы маслоснабжения МНА;
- тепловая энергия системы оборотного водоснабжения.

Требуемая максимальная тепловая мощность для обеспечения типовой средней ЛПДС составляет около 640 кВт, а электрическая – около 3000 кВт [3]. Системы маслоснабжения трех насосных агрегатов НМ 10000-210 и оборотного водоснабжения электродвигателей СТДП-6300, а также станция по очистке сточных вод (12 °С) производительностью 50 м<sup>3</sup>/ч в сумме выбрасывают в окружающую среду  $85 + 3 \cdot 77 + 467 = 783$  кВт низкопотенциальной энергии.

Для примера, расход тепла на поддержание температуры 25 °С для нефти вязкостью 38 мм<sup>2</sup>/с в РВСП-20000 при температуре воздуха в районе установки резервуара в период хранения минус 35 °С составляет 73702 кКал/ч или 86 кВт.

Блочно-модульные котельные на ЛПДС АО «Транснефть-Урал» располагают мощностью от 4 до 10 МВт. Установка водогрейная (теплоцентральный)

УВТ-2 производства «Транснефтемаш» имеет мощность 2 МВт, что сопоставимо с теплопроизводительностью теплового насоса НТ-3000 (1,81 МВт) при использовании источника сточных вод температурой 12 °С. При этом расход нефти при работе котельной составляет 112 кг/ч или 2,7 т/сут., а потребление электрической мощности для привода винтового компрессора ТНУ – 0,6 МВт.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гапо Е.Г. Тепловые насосы в современной промышленности и коммунальной инфраструктуре. Информационно - методическое издание / Е.Г. Гапо, С.А. Козлов, В.С. Пузаков. – М.: Издательство «Перо», 2016. – 204 с.
2. Трубаев П.А. Тепловые насосы: учебное пособие / П.А. Трубаев, Б.М. Гришко. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2010. – 143 с.
3. Ахмадуллин К.Р. Энергосберегающие технологии трубопроводного транспорта нефтепродуктов: автореф. дис. докт. техн. наук: 25.00.19 / Ахмадуллин Камиль Рамазанович. – Уфа, 2005. – 46 с.

УДК 625.12

### **МЕТОДИКА ПЕРЕХОДА ОТ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ К ТРАНСПОРТУ НЕФТЕПРОДУКТОВ**

*С.В. Дейнеко, С.В. Ларионов, И.Р. Шипилова,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва*

Мировая экономика в настоящее время сильно зависит от рынка нефти и нефтепродуктов, поскольку нефть и нефтепродукты являются сырьём не только для топлив, но и для многих других продуктов, таких как масла и смазки, полимеры, строительные материалы и т.д. Россия занимает одну из ведущих позиций в экспорте нефти и нефтепродуктов в мире, объём внешней торговли которых стабильно растёт.

В 2016 году поднимался вопрос о запрете экспорта сырой нефти из России. Как мы можем наблюдать сейчас, до постановлений и ввода запрета не дошло, поскольку для начала необходимо нарастить и модернизировать переработку внутри страны, что успешно проводится в настоящее время, и в 2019 году в России удалось достичь глубины переработки в 82,7% [1,2].

Перевод недогруженных нефтепроводов на транспорт нефтепродуктов позволит оптимизировать загрузку транспортной системы, избежать сооружения новых трубопроводов, что является достаточно дорогостоящим мероприятием [3].

По итогам анализа основных тенденций в трубопроводном транспорте России сделан вывод об увеличении объёмов перекачки светлых нефтепродуктов, необходимости наращивания мощностей для удовлетворения растущих потребностей. В докладе рассматривается эффективный метод – перепрофилирование нефтепровода в нефтепродуктопровод, методика реконструкции нефтепроводов, в виде перевода их на транспорт дизельного топлива, поскольку именно этот нефтепродукт наиболее востребован.

Методика перевода магистрального нефтепровода на транспорт светлых нефтепродуктов включает в себя:

- технологию подготовки линейной части нефтепровода к транспорту нефтепродуктов;
- технологию подготовки резервуарных парков магистрального нефтепровода к приёму светлых нефтепродуктов;
- технология подготовки насосного оборудования к перекачке светлых нефтепродуктов взамен нефти;
- расчёт характеристик дизельного топлива;
- регулировку режимов работы нефтепродуктопровода в зимний и летний периоды.

Особое внимание уделяется этапам подготовки линейной части нефтепровода к транспорту нефтепродуктов. Предложена последовательность осуществления основных операций по подготовке магистрального нефтепровода к перепрофилированию

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Как в России запрещали экспорт нефти [Электронный ресурс] : электронный журнал «Деловой Петербург» — Режим доступа: [https://m.dp.ru/a/2016/02/05/Nam\\_bi\\_jeksport\\_nefti\\_vzjat](https://m.dp.ru/a/2016/02/05/Nam_bi_jeksport_nefti_vzjat).
2. Вытеснение нефти из трубопровода [Электронный ресурс]: портал о нефтегазовом секторе Neftegaz.ru — Режим доступа: <https://pipe-s.ru/vytesneniye-nefti-iz-truboprovoda/>
3. Дейнеко С.В., Алихашкин А.С., Шестаков Р.А., Уланов В.В. Основное технологическое оборудование и процессы транспорта нефти и нефтепродуктов: учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: <http://elibrary.gubkin.ru/content/23045> (дата обращения: 07.11.2021).

УДК 622.692.4.053

### **ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ПОДОГРЕТОЙ НЕФТИ ОТ ВЫБРАННОГО ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА В ПУНКТЕ ПОДОГРЕВА НЕФТИ**

*А.В. Егоров, УГТУ, АО «Транснефть-Север», г. Ухта*

Проблема транспортирования высоковязкой и высокозастывающей нефти по магистральному нефтепроводу «Ухта-Ярославль» ТУ «Ухта-Приводи́но» заключается в том, что в процессе перекачивания от НПС «Ухта-1» до НПС «Приводи́но» [1], где происходит подогрев нефти, температура нефти постепенно значительно снижается, увеличивается её вязкость, меняются потери на трение, возникает необходимость в использовании более мощного насосного оборудования [3], приходится увеличивать давление в трубопроводе, что отрицательно влияет на работу трубопровода, ускоряя его износ. Это создаёт дополнительную нагрузку на нефтеперекачивающие станции, где нет ППН (пункта подогрева нефти).

Важным режимом эксплуатации «горячего» нефтепровода является взаимодействие характеристики трубопровода и насосной станции.

В настоящее время, в том числе и на "горячих" нефтепроводах, на большинстве НПС установлены центробежные насосы, гидравлическая связь которых с нефтепроводом выражена весьма сильно. Таким образом, расход пере-

качки в нефтепроводе определяется [1] гидравлическими характеристиками насосного оборудования и трубопровода, следовательно, зависит от теплового режима эксплуатации системы «трубопровод – насосная станция».

На таблице 1 представлено изменение температуры перекачиваемой нефти по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль» [3] Из таблицы 1 мы видим, что средняя температура нефти при перекачивании по МН «Ухта-Ярославль» уже на НПС «Ухта-1» температура уменьшается в 2 раза. Температура застывания перекачиваемой нефти в среднем составляет 9,7 °С, при максимальной температуре окружающего [1] грунта в теплое время года 12 °С. Дополнительно, тепловой поток распределяется неравномерно по глубине грунта, что влияет на профиль теплового потока перекачиваемой нефти. Для повышения вязкости нефти, и снижение нагрузки на МНА, увеличении потерь на трение, я предлагаю применение электрообогрева трубопровода.

Применение греющего кабеля с минеральной изоляцией, необходим для обеспечения нагрева трубопровода до очень высоких температур. Использование СКИН-Систем в обогреве трубопровода решит многие проблемы такие как: компенсация тепловых потерь [2] с целью обеспечения стабильного протекания технологического процесса; разогрев труб до заданной температуры при возобновления процесса после остановки (холодный пуск объекта); обеспечивает надёжную перекачку в заданном диапазоне температур и с допустимой вязкостью; минимизирует образования конденсата; обеспечивает бесперебойную работу трубопровода, насосного оборудования; минимизирует образования [2] парафинистых отложений и тд.

Таблица 1 - Изменение температуры перекачиваемой нефти по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль»

| ср.летняя | ср.зимняя | ср.годовая | НПС         |
|-----------|-----------|------------|-------------|
| 47,1      | 47,1      | 48,7       | УСА         |
| 34,8      | 34,8      | 37,3       | СЫНЯ        |
| 32,0      | 32,0      | 35,0       | Печора      |
| 30,3      | 30,3      | 37,2       | Чикшина     |
| 31,3      | 31,3      | 33,4       | Зеленоборск |
| 28,2      | 28,2      | 31,8       | Таёжная     |
| 21,5      | 22,6      | 24,8       | Ухта-1      |
| 17,3      | 18,7      | 21,5       | Синдор      |
| 13,5      | 15,9      | 20,1       | Микунь      |
| 11,4      | 14,6      | 18,9       | Урдома      |
| 9,3       | 12,5      | 17,3       | Приводино   |
| 7,6       | 11,3      | 17,3       | Нюксеница   |
| 7,0       | 10,9      | 15,7       | Погорелово  |
| 7,0       | 11,1      | 16,9       | Грязовец    |
| 6,9       | 10,8      | 16,4       | Ярославль   |

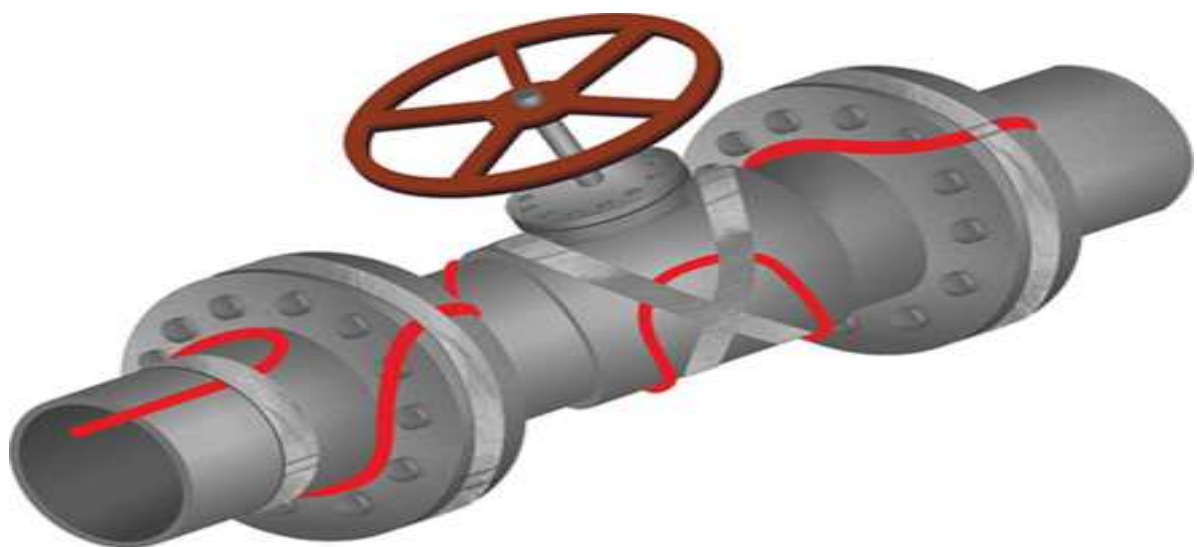


Рисунок 1 – Обогрев греющим кабелем нефтепровода

Использование систем электрообогрева для нефтепроводов обеспечивает допустимые показатели вязкости нефти и нефтепродуктов даже в условиях низких [2] температур и позволяет отказаться от дорогостоящих материалов и оборудования при организации нефтепровода, а кроме того предотвращает повышенный износ самих труб. [3]

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алиев, Р.А. Разработка технологии трубопроводного транспорта аномального и нестабильного углеводородного сырья: дис. ...д-ра. техн. наук: 05.15.13 / Алиев Рустам Афбасович - М., 1989 г. - 326 с.
2. Кулумбаев Б. Н., Сембаев Н. С. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ – 2015 г.;
3. Семин С.Л., Федоров П.В. Оптимизация технологических режимов магистрального трубопровода в условиях работы пунктов подогрева нефти;
- 4.Хренков Н.Н. ТЕПЛОМАГ – обогрев трубопроводов и резервуаров. «Oil@Gas Eurasia», 2002, №2.;

УДК 622.692.4.07

### **О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МОНИТОРИНГА КАРСТООБРАЗОВАНИЯ В ЗОНАХ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*Е.А. Жадкова, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа*

Строительство нефте- и газопроводов на территории распространения карстовых пустот характеризуется значительными экономическими потерями, что является одним из актуальных вопросов настоящего времени. Повышенный риск аварий и отказов при эксплуатации трубопроводов в карстовой зоне объективно связан с проблемой обеспечения надежности и безопасности трубопроводного транспорта.

Карстовый процесс является одним из самых трудно прогнозируемых явлений, а также долго развивающимся, так как он существенно усложняет про-

цесс строительства трубопровода, а из-за осадки и провалов земной поверхности, приводит к необходимости ремонта линейной части газо- и нефтепроводов.

Пластовые воды высокой минерализации приводят к изменению механического состава и плотности почвы. Также это может повлиять на изменение рН показателя почвы, что в свою очередь приводит к иной проблеме – повышению коррозионной активности данных грунтов. Эту проблему следует отслеживать с помощью гидрохимического метода, который является наиболее простым в исполнении и обладает достаточно высокоточной информативностью.

В настоящее время известно достаточно много методов изучения грунтов на наличие в них подземных, карстовых вод. Например, опираясь на геоморфологическую оценку местности, мы можем узнать современную динамику и закономерности распространений изменений грунта. Геоинформационные системы позволяют наглядно показать состояние почвы и создать ближайший прогноз развития событий. Бурение разведочных скважин с извлечением керна и его исследование в лабораторных условиях, позволяет увидеть состояние почвы на данный момент. При прокладке трубопровода для аналогичного исследования почвы, проводят шурфование.

Основные исследования в области изучения карстов применительно к трубопроводам были сделаны в начале 2000х годов, когда возникли проблемы при строительстве и эксплуатации трубопроводов. Несмотря на то, что данные методы являются рабочими, они требуют модернизации, для улучшения качества мониторинга и прогнозирования карстового грунта в зонах строящихся или эксплуатирующихся трубопроводов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шаммазов А.М., Чичелов В.А., Зарипов Р.М., Коробков Г.Е. Расчет магистральных газопроводов в карстовой зоне. Уфа: Гилем, 1999.-212с.
2. Максимович Г.А. Методы изучения карста // Ученые записки Молотовского Государственного Университета им. А.М. Горького. 1956.-Т.Х№2.с.19-36.

УДК 622.692.4.053

### **АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ МОНИТОРИНГА КАРСТООБРАЗОВАНИЯ**

*Е.А. Жадкова, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа*

Строительство и последующая эксплуатация нефте-газопроводов на территории распространения карстовых пустот характеризуется значительными экономическими потерями. Карстовый процесс является одним из самых трудно прогнозируемых явлений. Он существенно усложняет процесс строительства трубопровода, так как из-за осадки и провала земной поверхности, усложняется процесс их эксплуатации. Для оценки фактического состояния зон строительства используются геоинформационные технологии (ГИС).

В докладе проводится обзор имеющихся ГИС. Показано их многообразие: одни – более популярны на рынке программистов и инженеров, другие – используются регулярно. Все они относятся к разным ценовым сегментам и варьируются от бесплатных, но они ограничены функционально, до дорогостоящих

профессиональных разработок. Самыми известными являются такие программы как: Линейка MosMap-GIS, Spatial Manager, ActiveMap GS, GIS 6 Web Edition, GisMapServer, GM Tool Kit, IndorCAD/River, MapInfo MapX, IndorCAD/Топо, MapInfo MapXtreme, ПроГео, АРГО, Геодезическая Информационная Система, ГИС «Erne», Панорама. В таблице приводится сравнительная характеристика некоторых программ, используемых в ГИС.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика различных программ

| Характеристики и параметры                                            | Панорама | MosMap | QGIS | Spatial Manager Desktop | Геодезическая Информационная Система 6 |
|-----------------------------------------------------------------------|----------|--------|------|-------------------------|----------------------------------------|
| Год выпуска                                                           | 1991     | 2012   | 2002 | 2007                    | 2005                                   |
| Стоимость лицензионной версии                                         | > 600000 | 300000 | б/о  | 42000                   | 22000                                  |
| Возможность установки на разные операционные системы                  | +        | +      | -    | -                       | +                                      |
| Совместимость с различными способами безопасности и шифрования данных | +        | +      | -    | -                       | +                                      |
| Наличие русскоязычной версии                                          | +        | +      | -    | +                       | +                                      |
| Возможность трехмерной визуализации (3D)                              | +        | -      | -    | -                       | +                                      |
| Возможность расширения                                                | +        | -      | -    | +                       | +                                      |
| Составление сводных графических таблиц, диаграмм                      | +        | +      | +    | +                       | +                                      |
| Масштабирование                                                       | +        | +      | +    | +                       | +                                      |
| Сбор информации и управление БД                                       | +        | +      | -    | +                       | +                                      |
| Печать целой карты или выделенного элемента                           | -        | +      | +    | +                       | +                                      |
| Персональные запросы sql                                              | -        | -      | -    | +                       | -                                      |
| Обработка большого объема данных без ущерба производительности        | -        | -      | -    | +                       | +/-                                    |
| Трансляция и трансформация многослойных изображений                   | -        | -      | -    | +                       | +                                      |

|                                                     |   |   |   |   |   |
|-----------------------------------------------------|---|---|---|---|---|
| Наглядное представление табличных данных            | + | + | + | + | + |
| Экспортирование любой информации в разные программы | - | + | - | + | - |
| Поддержка карт различных городов                    | + | - | + | + | + |

На основании анализа делается вывод, что самой удобной программой для мониторинга карстовых зон является программа – Геодезическая информационная система 6, поскольку она обладает удобным интерфейсом, обширным функционалом баз, списков и реестров, позволяет достаточно наглядно визуализировать исследуемый объект.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГИС Панорама [Электронный ресурс]. – URL: <https://gisinfo.ru/> (дата обращения: 23.09.2021).
2. Spatial Manager [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.spatialmanager.com/spm-desktop/overview/> (дата обращения: 21.09.2021).

УДК 620.19:622.691.4

### **ВЛИЯНИЕ СИЛЫ ТЯЖЕСТИ ВНУТРИТРУБНОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО СНАРЯДА НА ДОСТОВЕРНОСТЬ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ДЕФЕКТА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА**

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

Газотранспортная система России включает в себя более 170 тысяч километров магистральных газопроводов [1]. История развития магистрального транспорта газа на территории России берет своё начало в 1946 году, когда был запущен первый магистральный газопровод «Саратов – Москва», действующий и по сей день. Подобно ему, многие действующие магистральные газопроводы были построены еще в прошлом веке и требуют тщательного контроля их технического состояния. Регулярная оценка состояния – обязательная процедура при эксплуатации трубопроводов, и от её достоверности зависит безаварийность эксплуатации этих сооружений [2]. Ведь аварии на магистральных трубопроводах, по которым транспортируются углеводороды, влекут за собой ущерб здоровью и благополучию людей, экологии и экономике. Учитывая, что около половины грузооборота России приходится на трубопроводный транспорт, эффективность диагностики и быстрота устранения дефектов магистральных трубопроводов – это актуальные вопросы для исследования и внедрения новых идей.

Широко распространённым методом неразрушающего контроля является внутритрубная диагностика, позволяющая получить данные о существовании и месторасположении дефектов основного металла и сварных швов [3].



Однако существует проблема, связанная с высокой погрешностью определения координаты выявленного дефекта. Этот вопрос является особенно актуальным для подземных участков трубопроводов, где камеры пуска и приёма средств диагностики находятся на большом удалении друг от друга, а земляные работы по вскрытию участка трубопровода осложнены природно-климатическими условиями.

Точность определения местоположения внутритрубного дефектоскопа и, соответственно, координаты выявленного дефекта может определяться погрешностями системы навигации (10–15 м), одометрической системы (0,1%) [4].

Для того, чтобы нивелировать влияние вышеуказанных факторов, предложена методика определения координаты СОД из условия:

$$[P_1(x_{\text{сод}}) - P_2(x_{\text{сод}}) - dP] \leq \varepsilon,$$

где  $P_1(x_{\text{сод}})$  и  $P_2(x_{\text{сод}})$  – давления в координате нахождения СОД, рассчитанные по начальному и конечному давлению на участке трубопровода соответственно,  $\varepsilon$  – допустимая погрешность вычислений по давлению, а  $dP$  – перепад давления, создаваемый СОД [5].

В работе предлагается считать перепад давления  $dP$  на основе двух составляющих: а) силы давления среды на снаряд, направленной вдоль оси трубопровода и по второму закону Ньютона при постоянной скорости снаряда равной силе трения; б) проекции силы тяжести снаряда на ось трубопровода. В данном случае пренебрежение учётом даже минимального уклона трубопровода к горизонтальной оси влечёт за собой погрешность в определении составляющей «а», а также невозможность расчёта составляющей «б».

Влияние подобного пренебрежения на определение положения внутритрубного снаряда в момент обнаружения дефекта зависит от профиля трассы трубопровода и длины исследуемого участка. Исследование на примере существующих трубопроводов показывает, что рассчитанная координата может отличаться как на метр, так и на десяток метров, что уже значительно увеличивает время и трудозатраты, необходимые для уже непосредственного обнаружения и устранения дефектов, что, в свою очередь, снижает безопасность эксплуатации объектов транспорта газа.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Единая система газоснабжения России // URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation> (дата обращения 29.10.2021).
2. Поляков В.А., Шестаков Р.А. Системный подход к проектированию трубопроводов [Электронный ресурс]: учебное пособие - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/content/22990> (дата обращения: 30.10.2021).
3. Коваленко А.Н., Уланов В.В., Шестаков Р.А. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов. Ч. 2. [Электронный ресурс]: учеб. пособие. URL: <http://elib.gubkin.ru/content/23050> (дата обращения: 09.11.2021).
4. Muzhitskiy V. F., Gorkunov E. S., Scherbinin V. E. Nondestructive testing: handbook: in 8 v. V. 1: in 3 books. Book 1. Magnetic inspection techniques / Ed. V. V. Klyuev. M.: Izdatel'skiidom "Spektr", 2010. 1008.

5. Коваленко А.Н., Уланов В.В., Матвеева Ю.С., Шестаков Р.А. Методика позиционирования внутритрубного снаряда при его пропуске по магистральному газопроводу // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 5-6. С. 10–14

УДК 622. 692. 4. 053

## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ НА ТЕМПЕРАТУРУ ТРАНСПОРТИРУЕМОЙ ЖИДКОСТИ

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

В практике трубопроводной транспортировки нефти могут возникать обстоятельства, требующие временного повышения или снижения температуры жидкости. Учитывая, что противотурбулентная присадка (ПТП) помимо снижения гидравлического сопротивления (снижения диссипативного выделения тепла) в еще большей мере снижает теплоотдачу (обладает свойством «изолятора» [1]), представляет интерес оценка области преобладающего проявления этих конкурирующих факторов с целью возможного практического применения.

Приближенная оценка может быть проведена на основе модифицированной формулы В.Г. Шухова с учетом одновременного влияния присадки на коэффициент гидравлического сопротивления и коэффициент внутренней теплоотдачи (входящий в полный коэффициент теплопередачи  $K$  )

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha_{ж}} + \frac{\Delta_m}{\lambda_m} + \frac{D_{из} \ln \left( 1 + \frac{2\Delta_{из}}{D} \right)}{2\lambda_{из}} + \frac{D_{из} \ln \left( \frac{2h}{D_{из}} + \sqrt{\left( \frac{2h}{D_{из}} \right)^2 - 1} \right)}{2\lambda_{гр}} = \frac{1}{\alpha_{ж}} + B \quad (1)$$

$$T_{ж} = T(L) = T_0 + \gamma + (T_{ж} - T_0 - \gamma) \cdot \exp(-Шу); \quad \gamma = \frac{Gg l_{ср}}{\pi d K} \quad (2)$$

$\alpha_{ж}$  – внутренний коэффициент теплоотдачи;  $\Delta_m$  – толщина металла стенки трубы;  $\lambda_m$  – коэффициент теплопроводности металла стенки трубы;  $D_{из}$  – диаметр внешней поверхности изоляции;  $\Delta_{из}$  – толщина изоляционного слоя;  $d$  – внутренний диаметр трубопровода;  $D$  – внешний диаметр трубы;  $\lambda_{из}$  – коэффициент теплопроводности изоляции;  $h$  – глубина заложения трубопровода (по оси);  $\lambda_{гр}$  – коэффициент теплопроводности грунта;  $B$  – составляющая полного коэффициента теплоотдачи не зависящая от наличия присадки в жидкости;  $T$  – средняя температура жидкости;  $L$  – длина участка;  $T_0$  – температура грунта;  $G$  – массовый расход перекачки;  $g$  – ускорение свободного падения;  $l_{ср}$  – средний гидравлический уклон;  $T_{ж}$ ,  $T_{к}$  – температура жидкости в начале участка и конце участка, соответственно;  $Шу$  – число Шухова;  $\gamma$  – параметр, который отражает влияние тепла, выделяющегося за счет внутреннего трения; верхний ин-

декс “п” “о” относятся к параметру жидкости при наличии или отсутствии присадки соответственно.

Для участка с полностью турбулентным режимом течения из (1), (2) следуют соотношения:

$$\frac{1}{K^п} = \frac{1}{K^о} + \frac{\psi}{(\alpha_{ж})^о(1-\psi)}$$

$$Шу|^п = Шу|^о \frac{(\alpha_{ж})^о(1-\psi)}{(\alpha_{ж})^о + [K^о - (\alpha_{ж})^о]\psi}, \quad \gamma^п = \gamma^о \frac{(\alpha_{ж})^о + [K^о - (\alpha_{ж})^о]\psi}{(\alpha_{ж})^о}$$

$$(T_k)^о = T_0 + \gamma^о + (T_k - T_0 - \gamma^о) \cdot \exp(-Шу|^о)$$

$$(T_k)^п = T_0 + \gamma^п + (T_k - T_0 - \gamma^п) \cdot \exp(-Шу|^п)$$

Исключая из последних двух соотношений число Шухова, находим;

$$(T_k)^п = T_0 + \gamma^п + (T_k - T_0 - \gamma^п) \left[ \frac{(T_k)^о - T_0 - \gamma^о}{T_k - T_0 - \gamma^о} \right]^{\frac{(\alpha_{ж})^о(1-\psi)}{(\alpha_{ж})^о + [K^о - (\alpha_{ж})^о]\psi}} \quad (3)$$

Разлагая функцию  $(T_k)^п$  в ряд по степеням  $\psi$ , получим;

$$(T_k)^п = (T_k)^о + \frac{K^о}{(\alpha_{ж})^о} \left\{ \gamma^о \frac{K^о - (\alpha_{ж})^о}{K^о} \frac{T_k - (T_k)^о}{T_k - T_0 - \gamma^о} - [(T_k)^о - T_0 - \gamma^о] \ln \left[ \frac{(T_k)^о - T_0 - \gamma^о}{T_k - T_0 - \gamma^о} \right] \right\} \psi$$

В рамках принятых допущений множитель перед  $\psi$  в зависимости от тепло-гидравлических условий перекачки может менять знак. Характерные графики зависимости (3), приведенные на рис. 1, ожидаемо показывают, что эффект «изолятора» наиболее сильно проявляется для больших температурных напоров и высоких эффективностей  $\psi > 0.8$ . В промежуточной области влияние рассматриваемых факторов практически нивелируется (эффект снижения температуры для рассмотренных вариантов порядка 1.5°C).

Тем не менее это обстоятельство позволяет рассматривать ПТП как специфический фактор управления (хотя и «инерционный») температурой транспортируемой жидкости и прилегающего к трубопроводу слоя грунта.

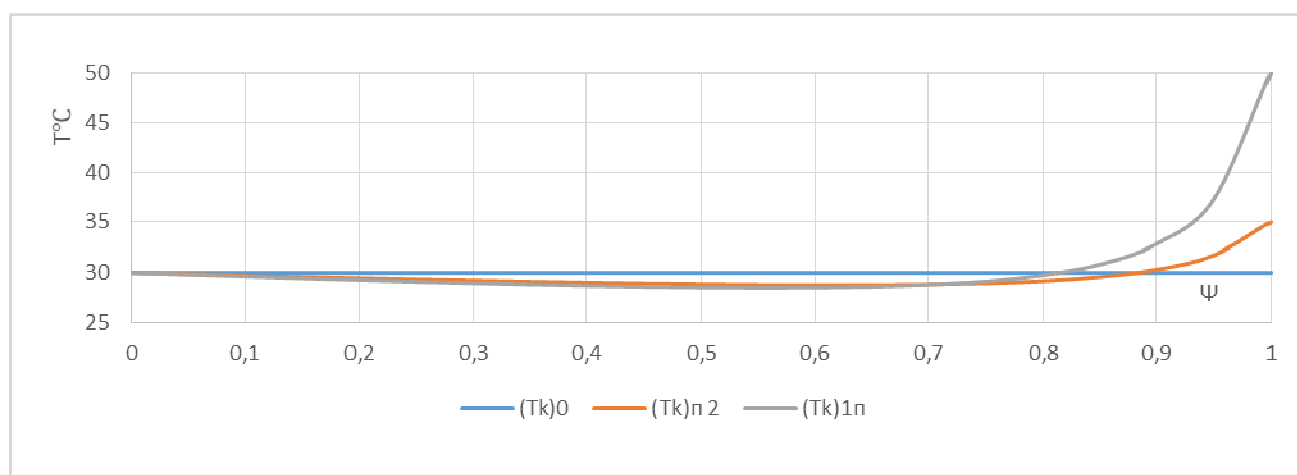


Рисунок 1– Влияние ПТП на  $(T_k)^п$  для  $T_{k1}=50^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{k1}=35^{\circ}\text{C}$ ,  $T_0=20^{\circ}\text{C}$

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Применение противотурбулентных присадок на «горячих» нефтепроводах / В. В. Жолобов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 5. С. 496–509.

УДК 622.692.482:532.787.3

## УСЛОВИЯ «РУЧЕЙКОВОГО» ФОРМИРОВАНИЯ ВОДНОГО СКОПЛЕНИЯ В НЕФТЕПРОВОДЕ

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

При транспортировке нефти на режимах с пониженной производительностью в нефтепроводе может реализоваться эффект отделения воды, аналогичный происходящему в гидродинамическом коалесценторе (типа флорентины). Практическое применение этого эффекта нормативными документами не предусмотрено (учет предполагается лишь в части приведения внутренней полости трубопровода к нормативному состоянию). Последствия неконтролируемой миграции воды проявляются в части изменения энергоэффективности и затрудняют прогноз и планирование параметров перекачки на основе гидродинамической модели. Изменения параметров модели при транспортировке товарной нефти оказываются неизбежными, а задача отслеживания этих изменений во времени становится необходимым условием обеспечения адекватности модели [1].

Процесс расслоения и миграции водной фазы, включая непрерывную (ручейковую) форму в профильном трубопроводе и миграция наносов в русловых течениях имеют много общего. Целесообразно использовать эту аналогию. Основанием «уподоблять» капли твердым частицам является то, что на поверхности капель образуются защитные слои из содержащихся в нефти природных стабилизаторов. Поверхностные слои с повышенной вязкостью и прочностью препятствуют прямому слианию капель воды. Поскольку общепризнанных математических моделей формирования и поведения водных скоплений в участках трубопроводов не создано, представляется целесообразным применить положения теории наносов в русловых течениях. В качестве иллюстрации приведем аналог критерия И.А. Чарного (для скорости выноса водной фазы из нефтепровода), полученный на основе условий полного «взвешивания» перемещаемых наносов при турбулентном режиме руслового течения (подлежащий опытной проверке).

Аналог гидравлической крупности (скорости равномерного падения в покоящейся жидкости сферических твердых частиц с плотностью воды  $\rho_w$  и диаметром  $d_{кр}$ ) определяется из условия равновесия сил, действующих на единичную каплю в покоящейся жидкости при наличии поля тяжести. Оценки сил, действующих на каплю, показывают, что в осаждении частиц принимают участие лишь три силы: сила вязкого сопротивления, сила тяжести и сила Архимеда, а из условия их равновесия следует формула для гидравлической крупности  $W_{d,k}$  [2]:

$$W_{d.k.} = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{g \frac{d_{кр} \Delta \rho}{C_{fs} \rho_{oil}}}, \quad C_{fs} = 1.82 Re_c^{-0.19} We^{-0.033}, \quad \Delta \rho = \rho_w - \rho_{oil};$$

$$Re_c = \frac{W_{d.k.} d_{кр}}{\nu_{oil}}; \quad We = \frac{W_{d.k.}^2 d_{кр} \rho_{oil}}{\sigma}, \quad (1)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения;  $C_{fs}$  – коэффициент сопротивления;  $\rho_{oil}, \nu_{oil}$  – плотность и коэффициент кинематической вязкости нефти, соответственно;  $\sigma$  – поверхностное натяжение на границы раздела вода-нефть (для оценок  $\sigma = 47 \div 52 \cdot 10^{-3}$  Н/м);  $Re_c$  – число Рейнольдса при осаждении сферической капли со скоростью  $W_{d.k.}$ ;  $We$  – число Вебера.

Перенос более тяжелых, чем нефть, капель воды во взвешенном состоянии становится возможным тогда, когда средняя величина вертикальных пульсационных скоростей турбулентного потока начинает превосходить  $W_{d.k.}$ . Среднее квадратичное значение нормальных к стенке трубы пульсационных скоростей  $V^*$  сопоставимо со значением динамической скорости

$$V^* \approx \sqrt{\tau_{oil} / \rho_{oil}} \quad \tau_{oil} = \frac{1}{8} \lambda \rho_{oil} u_{1q}^2$$

Условия взвешивания (витания) недеформируемых сферических капель и условие турбулентности режима течения соответственно принимают вид неравенств:

$$V^* \geq W_{d.k.} \cdot \cos \alpha, \quad u_{1q} \geq \frac{\nu_{oil}}{D} \cdot Re_{oil}^*. \quad (2)$$

где  $\tau_{oil}$  – касательное напряжение на стенке трубы диаметра  $D$ ;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления нефти;  $\alpha$  – угол наклона трубы;  $Re_{oil}^*$  – критическое число Рейнольдса (для оценок  $Re_{oil}^* = 2320$ );  $u_{1q}$  – скорость нефти.

С учетом (2) условие контактного взаимодействия капель со стенкой трубы при заданных значениях величин  $d_{кр}$  записываются в виде:

$$K'' < K < K', \quad K = u_{1q} / u_{1q}^*, \quad u_{1q}^* = \sqrt{2gD \cdot \Delta \rho \cdot \sin \alpha / \lambda \cdot \rho_{oil}} \quad (3)$$

$$K' = 1.71 \cos \alpha \cdot \sqrt{\frac{d_{кр}}{D \sin \alpha} Re_c^{0.19} We^{0.033}}, \quad K'' = \nu_{oil} \cdot Re_{oil}^* \left( \frac{\lambda \rho_{oil}}{2gD^3 \Delta \rho \sin \alpha} \right)^{0.5}$$

Таким образом, при условии  $K'' < K < K'$  в турбулентном нефтепроводном двухфазном потоке возможно гравитационное осаждение капель по нижнему полупериметру трубы, что приведет к боковому пленочному стеканию воды и формированию ее ручейкового течения по нижней образующей.

Отметим, что согласно (3) диапазон  $K' < K < 1$  достаточно широк, и в нем возможно капельное диспергирование уже существующего скопления [1], при этом скорость его постепенного выноса будет меньше выносной скорости по И.А. Чарному ( $K' = 1$ ), что согласуется с опытами В.К. Касперовича

( $K' \cong 0,33$  [1]). Т.е., при наличии капельной фазы воды (3) можно интерпретировать как условие существования ручейкового течения и локальных водных скоплений.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кутуков С.Е. Проблема построения технологической модели нефтепровода. Водные скопления // Нефтегазовое дело. 2004. [http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/Kutukov\\_9.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/Kutukov_9.pdf)
2. Фарахов М.И., Лаптев А.Г., Афанасьев И.П. Сепарация дисперсной фазы из жидких углеводородных смесей в нефтепереработке и энергосбережение: Казань: Казан. гос. энерг. ун-т. 2005. – 134 с.

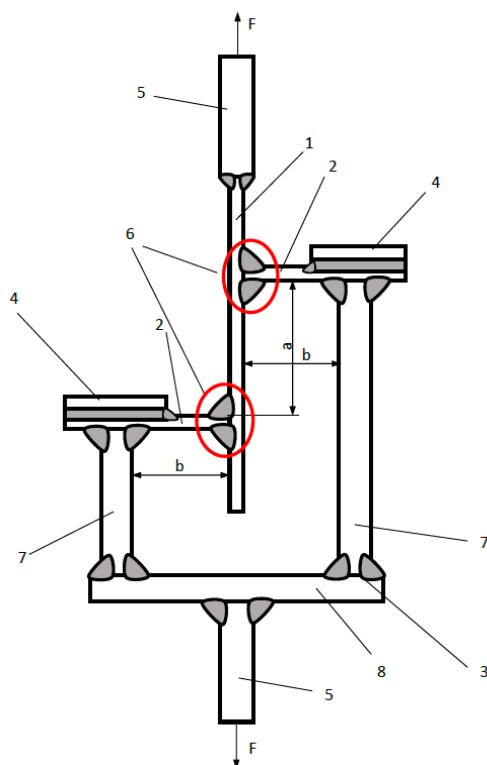
УДК 621.642.39

# РЕСУРСНЫЕ ИСПЫТАНИЯ УТОРНЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

А.Е. Зорин, О.И. Колесников, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва,  
А.А. Скорняков, А.В. Гордеев, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа

В стальных вертикальных резервуарах одним из наиболее нагруженных элементов является уторный узел – место сопряжения стенки с днищем. В зоне уторного узла формируется сложное напряженное состояние, обусловленное наличием как кольцевых растягивающих усилий, так и меридиональных напряжений изгиба и сдвига от краевых моментов.

С целью более достоверной оценки работоспособности уторного узла резервуара была предложена специальная конструкция образца, которая позволяет при испытании на растяжение воспроизвести в зоне уторного сварного соединения напряженно-деформированное состояния, аналогичное возникаемому при нагружении реального вертикального цилиндрического резервуара (рисунок 1).



- 1 – лист, имитирующий днище резервуара; 2 – листы, имитирующие стенки резервуара;  
 3 – П-образная оснастка; 4 – усиливающие листы; 5 – захваты; 6 – испытываемые узлы;  
 7 – стойки оснастки; 8 – поперечина оснастки; F – растягивающая сила

Рисунок 1 - Конструкция испытательного образца

С использованием данной конструкции образца были выполнены ресурсные испытания уторных сварных соединений из стали 09Г2С (класс прочности K54), полученных механизированной сваркой проволокой сплошного сечения в среде активных газов и смесях. Испытания проводились для двух сочетаний толщин стенки и окрайки:

- толщина окрайки 9 мм/толщина стенки 9 мм;
- толщина окрайки 16 мм/толщина стенки 26 мм.

Величина испытательной нагрузки (растягивающей силы) определялась в соответствии с выражением:

$$F = kF_0 \quad (1)$$

где  $F_0$  – значение растягивающей силы, при воздействии которой напряжения в образце достигают максимально допустимых значений, указанных в ГОСТ Р 58622-2019;

$k$  – коэффициент, равный 1; 1,2; 1,5; 2,0 для соответствующего уровня растягивающей силы.

Испытания выполнялись на сервогидравлической машине *Walter+Bai AG LFV-250-НН*. База нагружения составляла 20 000 циклов (при  $k = 1,0; 1,2; 1,5$ ) и 100 000 циклов (при  $k = 2,0$ ). Нагружение производилось с коэффициентом асимметрии цикла по напряжениям  $R = 0,1$ , с частотой 2,0 Гц. Результаты испытаний приведены в таблице:

| № п/п | Тип образца (толщина окрайки/ толщина стенки), мм | Результаты испытаний            |                                |                      |                |
|-------|---------------------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|----------------------|----------------|
|       |                                                   | Максимальное усилие в цикле, кН | Минимальное усилие в цикле, кН | База испытаний, цикл | Результат      |
| 1     | 2                                                 | 3                               | 4                              | 5                    | 6              |
| 1.    | 9/9                                               | 7,6                             | 0,76                           | 20 000               | Без разрушения |
| 2.    |                                                   |                                 |                                |                      | Без разрушения |
| 3.    |                                                   | 9,1                             | 0,91                           | 20 000               | Без разрушения |
| 4.    |                                                   |                                 |                                |                      | Без разрушения |
| 5.    |                                                   | 11,4                            | 1,14                           | 20 000               | Без разрушения |
| 6.    |                                                   |                                 |                                |                      | Без разрушения |
| 7.    |                                                   | 15,2                            | 1,52                           | 100 000              | Без разрушения |
| 8.    |                                                   |                                 |                                |                      | 64 650         |
| 9.    | 16/26                                             | 15,4                            | 1,54                           | 20 000               | Без разрушения |
| 10.   |                                                   |                                 |                                |                      | Без разрушения |
| 11.   |                                                   | 18,4                            | 1,84                           | 20 000               | Без разрушения |
| 12.   |                                                   |                                 |                                |                      | Без разрушения |
| 13.   |                                                   | 23,1                            | 2,31                           | 20 000               | Без разрушения |
| 14.   |                                                   |                                 |                                |                      | Без разрушения |
| 15.   |                                                   | 30,7                            | 3,07                           | 100 000              | 66 881         |
| 16.   |                                                   |                                 |                                |                      | 58 701         |



**Вывод:** на основании результатов модельных испытаний уторных сварных соединений стальных вертикальных резервуаров установлено, что при соблюдении регламентированных технологий сварки и отсутствии недопустимых дефектов в сварных соединениях, уторный узел обладает высоким запасом прочности и долговечности. Так, при условии двукратного превышения максимально допустимых напряжений в уторном узле его ресурс работы составит около 100 лет эксплуатации (при максимальной цикличности нагружения в 20 000 циклов за 30 лет эксплуатации).

УДК 620.193.01

## **ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ**

*Ю.А. Зуевская, Е.В. Исупова, УГТУ, г. Ухта*

Коррозия металла подземных трубопроводов может развиваться даже при удовлетворительном качестве изоляционного покрытия и при обеспечении требуемой величины защитного потенциала на рассматриваемом участке. Скорость коррозии является ключевым параметром при оценке эффективности электрохимической защиты (ЭХЗ) трубопроводов, поскольку отражает целесообразность и эффективность установленных при эксплуатации режимов работы средств ЭХЗ, особенно при появлении и развитии дефектов изоляционного покрытия.

Коррозионный контроль – комплекс организационных мер, технических методов и средств, задача которых состоит в определении скорости коррозионных процессов, степени и характера коррозионных поражений с целью предупреждения разрушения оборудования и предсказания возможности продления срока его службы [2]. Методы определения скорости коррозии принято делить на прямые и косвенные (рисунок 1) [3].





Рисунок 1 – Классификация методов определения скорости коррозии

В соответствии с нормативными требованиями скорость коррозии стали определяют по потере массы металла и по глубинному показателю по ГОСТ 9.908. Критерием опасности коррозии является превышение значения фактической скорости коррозии по отношению к допустимой скорости коррозии. Однако применяемые методы и средства оценки скорости коррозии позволяют определить только убыль металла вследствие протекания коррозионного процесса. В работе [3] показано, что более целесообразным следует считать метод, основанный не только на определении массы металла трубы, теряемого вследствие коррозии, но и на оценке типа коррозионного процесса на рассматриваемом участке. Также автором отмечена необходимость разработки такого способа, который позволил бы определять в автоматическом режиме скорость коррозионного процесса и одновременно тип коррозии на образце-свидетеле, помещенном в околотрубное пространство. Решение данной задачи осложняется тем, что с целью повышения точности и достоверности данных о коррозионных процессах, протекающих на участке подземного трубопровода, устройство для оценки скорости коррозии должно позволять определять не только потенциальную скорость коррозионного процесса на участках со сквозными повреждениями изоляционного покрытия, но с учетом возможного отслаивания покрытия, поскольку именно при отслаивании возникает экранирующий эффект, снижающий действие катодной защиты, а воздействие коррозионной среды в таких случаях осуществляется с большей интенсивностью.

В целом можно заключить, что контроль скорости коррозии, основанный на определении скорости коррозии образцов, введенных в агрессивную среду, наиболее универсален и представителен. Коррозионное поведение (скорость

коррозии, а также вид и форма коррозионных повреждений) образца, изготовленного из того же материала и размещенного в аналогичных условиях, максимально соответствует поведению материала, из которого изготовлено оборудование. Современные системы ЭХЗ трубопроводов и оборудования промышленных площадок функционируют с использованием средств, позволяющих осуществлять дистанционный коррозионный мониторинг, причем в состав оборудования данных систем входят средства измерения скорости коррозии (например, индикаторы ИКП, ДК-1Ц, блоки пластин-индикаторов БПИ-2, сенсоры скорости коррозии ССК, датчики скорости коррозии ДСК-1 и др.). Однако данный способ определения скорости коррозии обладает рядом недостатков, требующих совершенствования методики и приборного оснащения систем ЭХЗ технологических газонефтепроводов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Теплинский Ю.А. Коррозионная повреждаемость подземных трубопроводов. [Текст]: Ю. А. Теплинский, Н. И. Мамаев – СПб.: ООО «Инфо-да». – 2006. – 406 с.
2. Вяхирев Р. Российская газовая энциклопедия. [Текст]: Гл. ред. Р. Вяхирев. – Р 76 М.: Большая Российская энциклопедия, 2004. – 527 с.: ил.: карт.
3. Савченков С. В. Совершенствование методов ультразвуковой толщинометрии для прогнозирования скорости и типа почвенной коррозии магистральных газонефтепроводов на образцах-свидетелях: 05.11.13 дис. ... канд. техн. наук / С. В. Савченков; НГТУ им Р. Е. Алексеева – Нижний Новгород, 2019. – 227 с.

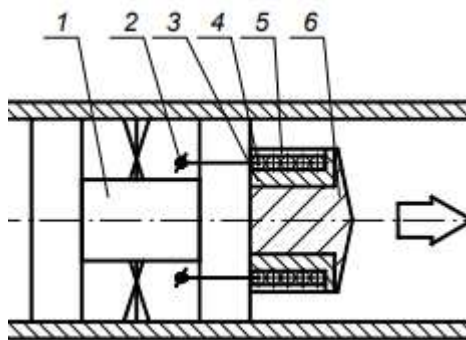
УДК 622.692.4.053

#### **ОЧИСТКА НЕФТЕПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ ВНУТРИТРУБНОГО УСТРОЙСТВА С ИНДУКЦИОННЫМ НАГРЕВАТЕЛЕМ**

*В.И. Иванов, А.В. Токаренко, Р.Р. Таибулатов, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время, распространенным способом очистки нефтепроводов от парафиновых и асфальтосмолистых отложений является введение в трубопровод устройства механического типа различных конструкций. Устройство устанавливается с помощью камеры ввода в трубопровод и, двигаясь вместе с потоком нефти, очистными элементами – полиуретановыми манжетами – срезают парафиновые отложения на внутренней поверхности трубопровода, которые уносятся с потоком нефти либо складываются спереди очистного устройства. Недостатками данного способа является неполная очистка от многолетних затвердевших отложений возле стенки трубопровода, а также возможное закупоривание трубопровода вследствие образования большой парафиновой пробки.

Для решения этой проблемы в [1] предлагается использовать устройство с индукционным нагревателем, схематично изображенное на рисунок 1.



1 – устройство, механического типа очистки; 2 – контакты для подвода электроэнергии; 3 – концентратор магнитного потока; 4 – обмотка; 5 – защита катушки; 6 – сердечник  
Рисунок 1 – Устройство с индукционным нагревателем

К устройству 1 прикрепляется нагревательная конструкция, которая в свою очередь состоит из обмотки 5 и сердечника 6. Данные элементы образуют катушку соленоидного типа, подвод электроэнергии к которой осуществляется через контакты 2. Концентратор магнитного потока 3 располагается внутри сердечника и вызывает смещение максимальной плотности тока к поверхности трубы, увеличивая тем самым интенсивность нагрева при преобразовании электромагнитного поля в тепловую энергию. Защита катушки 5 сводит к минимуму контакт между обмоткой и нефтью. При возможных перегревах инвертора, сердечник, который изготовлен в специальной форме, изображенный на рис. 1, может создать плавление парафиновых пробок и подогрев перекачиваемой нефти.

Принцип действия устройства с индукционным нагревателем схож с принципом действия обычного оборудования механического типа. Устройство вводится в трубопровод нагревательным элементом вперед. Вихревые токи, возникающие в установленной катушке, подогревают поверхностный слой металла внутренней стенки трубопровода, благодаря чему тепло передается парафинистым отложениям, тем самым расплавляя их. За счет того, что поверхностный слой парафина расплавляется.

Для более длительного воздействия на стенки трубопровода авторами предлагается усовершенствовать конструкцию, предложенной в [1], добавив отверстие для перепуска нефти через очистное устройство. Это поможет больше нагреть металл трубы, а также создаст горячий поток для смыва парафиновой пробки.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шишкин Н.Д. Применение индукционного подогрева нефти при ее транспортировке от месторождений на Северном Каспии // Вестн. Астрахан. гос. техн. ун-та. Сер.: Морская техника и технология. – 2011. – №3. – С. 53–56.

УДК 622.276.51

### **ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ОБРАТНОГО КЛАПАНА В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА**

*Р.М. Ильясов, А.Х. Габбасова, УГНТУ, г. Уфа*

Объекты нефтяной и газовой промышленности в зимний период подвергаются воздействию низких температур окружающей среды, ветра, осадков, что часто приводит к его замерзанию и как следствие, к нарушению режимов технологического процесса, потери нефтяных и газовых продуктов, ухудшению экологической обстановки за счет загрязнения окружающей среды [1].

При подъеме нефти из скважины в затрубном пространстве накапливается газ. Скопившейся газ в пространстве между обсадной колонны и насосно-компрессорными трубами увеличивает динамический уровень в скважине, что приводит к отдавливанию уровня столба пластовой жидкости в скважине. Высокое давление затрубного газа оказывает влияние на работу электроцентробежных насосов и приводит к снижению добычи, за счет увеличения времени простоя скважины. Одним из способов снижения давления газа в затрубном пространстве является сброс газа с помощью обратного клапана установленной на устьевой арматуре. При этом частой проблемой при работе такого клапана в условиях Крайнего севера является замерзание его крышки и седла, что приводит к повышению затрубного давления.

Прохождение добываемой среды по сложной траектории проходных сечений обратного клапана оказывает влияние на основные параметры ее газодинамического течения, а их изменение приводит к разделению компонентов среды и образованию конденсата, который при пониженных температурах замерзает на поверхности клапана и нарушает его работу в штатном режиме. Поэтому определение связи режимов работы обратного клапана и основных газодинамических параметров, а также их влияние на процесс разделения фаз путем образования конденсата является актуальной задачей.

Целью работы является оценка влияния режимов работы перепускного клапана на основные гидродинамические параметры течения пересыщенного водяного пара и образование капельного конденсата с использованием программного комплекса FlowVision.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Смирнов В.В., Локальные зоны электрообогрева. Проблема замерзания обратных клапанов устьевой арматуры [Текст] // ЭНЖ «Нефтегазовое дело». - 2012. - № 5

УДК 621.642.39

#### **АНАЛИЗ ВЫНУЖДЕННЫХ КОЛЕБАНИЙ КОНСТРУКЦИИ РВС-5000, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ РАБОТЕ УСТАНОВКИ «ДИОГЕН-500»**

*В.Б. Инжуваткин, СамГТУ, г. Самара*

Сырая нефть хранится на нефтебазах в больших резервуарах объемом от 5000 до 100000 м<sup>3</sup>. Нефть имеет тенденцию разделяться внутри резервуаров для хранения на более тяжелые и легкие углеводороды. Статическая среда резервуара позволяет более тяжелым ингредиентам оседать и прилипать к днищу. Накопление толстых слоев шлама уменьшает емкость резервуара, а также может ускорить внутреннюю коррозию через сварные швы стального основания и

вызвать появление локальных очагов язвенной коррозии. Донные отложения необходимо регулярно удалять не только для сохранения емкости хранилища, но и для обеспечения эффективного контроля дна резервуара.

Выделяются два основных направления развития способов борьбы с отложениями: периодическая очистка с выводом резервуара из эксплуатации и предотвращение накопления отложений с помощью различных устройств и систем в процессе эксплуатации резервуара.

Устройства размыва донных отложений РВС создают направленные турбулентные струи в нижнем слое нефти, что способствует размыву и переводу парафинистых отложений во взвешенное состояние для последующей откачки их вместе с нефтью. Этот метод является наиболее экономически выгодным, однако возникают вопросы относительно обеспечения условий безопасной эксплуатации приведенных выше устройств. Вращение винта является постоянной циклически изменяющейся вынуждающей нагрузкой на стенку резервуара, что порождает ее гармонический отклик. Расчет вынужденных колебаний дает возможность предсказания поведения периодически возбуждаемой конструкции, позволяя выявлять наличие резонанса, усталости, и других отрицательных эффектов периодического возбуждения, которые могут пагубно сказаться на напряженно-деформированном состоянии и общем сроке службы резервуара.

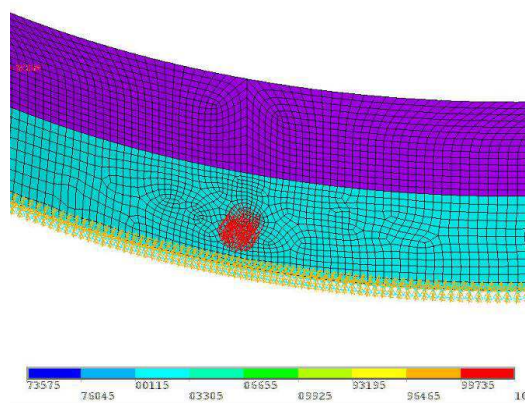


Рисунок 1– Конечно-элементная модель двух нижних поясов РВС-5000 с нагруженной областью врезки устройства «Диоген – 500»

Расчет отклика на гармоническое воздействие выполнен в программном пакете ANSYS Structural. Математическая модель конструкции РВС-5000 строилась с использованием двух видов элементов: трехмерного балочного элемента BEAM188 и оболочки SHELL181. Участок модели с имитацией врезки устройства «Диоген- 500» показан на рисунке 1. Колебания днища не учитывались, к боковым стенкам резервуара приложен градиент гидростатического давления при максимальном уровне разлива нефти.

Смысл расчета заключается в вычислении отклика на нескольких частотах и получении функции перемещения от частоты. Резонансные значения определяются по графической зависимости и виду напряжений для частот, вызывающих пиковые отклонения.

Для смоделированной конструкции был выполнен расчет отклика на гармоническое воздействие в интервале частот от 4 до 28 Гц. Результат представлен на рисунке 2. На графике наблюдаются несколько пиков увеличения амплитуды колебаний стенки, наибольший из которых приходится на частоту 17,7 Гц. Форма колебаний приведена на рисунке 3а. Анализ формы колебаний пока-



зывает, что на данной частоте вся стенка вовлечена в процесс отклика, а в области работающего устройства «Диоген» особенности отсутствуют.

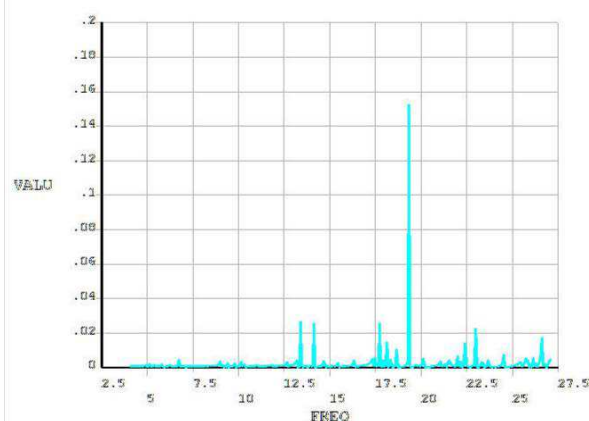
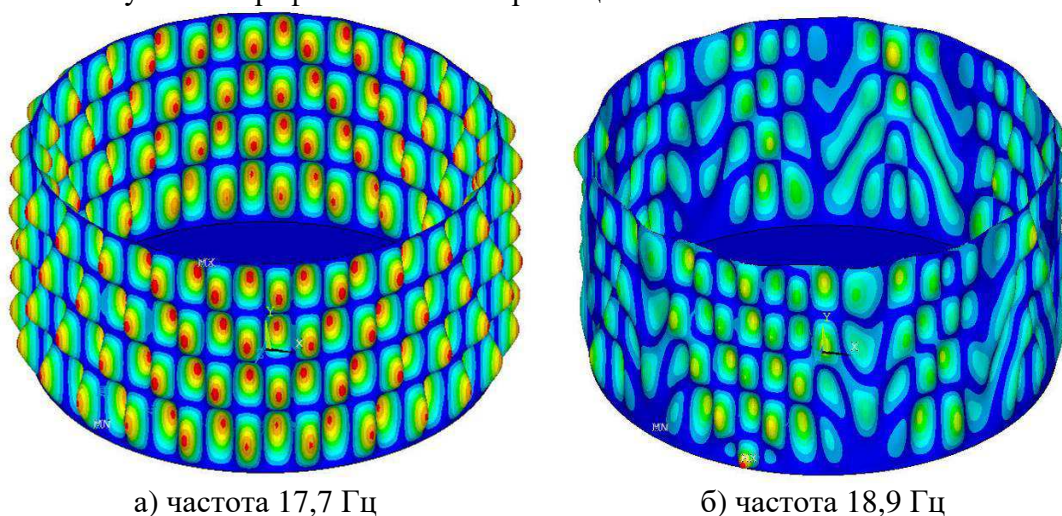


Рисунок 2– График значений перемещений в зависимости от частот



а) частота 17,7 Гц

б) частота 18,9 Гц

Рисунок 3 – Формы колебаний

Рассмотрение всего спектра отклика выявляет пиковые частоты, на которых максимумы колебаний локализованы в области врезки устройства, однако амплитуды смещений там гораздо меньше основного пика. Пример приведен на рисунке 3б. В целом результаты расчетов требуют дальнейшего анализа.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чепур, П. В. Создание и верификация численной модели резервуара РВСПК-50000 / П. В. Чепур, А. А. Тарасенко // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 7-1. – С. 95-100.
2. Басов, К. А. ANSYS : справочник пользователя / К. А. Басов. — 2-е изд. — Саратов : Профобразование, 2019. — 640 с.

УДК622.692.4.053

### **ПРОБЛЕМЫ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ АКТИВНЫХ ЭРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ**

*А.Х. Иимуратов, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа*

Магистральные трубопроводы, имея большую протяженность при узком и подвижном фронте работ, характеризуются линейностью строительства в отличие от строительства площадочных сооружений.

Ввиду большой протяжённости трасса трубопровода проходит по территориям, имеющим различные топографические, геологические, гидрогеологические и климатические условия. Наряду с участками, сложенными грунтами, обладающими большой несущей способностью, вдоль трассы часто встречаются участки с грунтами малой несущей способности, а также болотистые участки, участки многолетнемерзлых грунтов и др. Наличие их осложняет как процесс строительства трубопровода, так и его работу в период эксплуатации [1].

Нами были рассмотрены такие сложные условия прокладки трубопроводов как участки с эрозионными процессами.

Эрозия – процесс, распространённый по всей территории России. На увлажнённых сельскохозяйственных землях распространена водная эрозия, а на южных, более засушливых территориях, располагается зона распространения ветровой эрозии. Также есть регионы, в которых водная и ветровая эрозии распространяются совместно [2].

В результате проведенного нами анализа для трубопроводов, проложенных подземно, были выделены следующие опасности эрозии:

1. вследствие воздействия водной эрозии на грунт обратной засыпки трубопровода, образуются промоины и овраги, что также приводит к потере устойчивости трубопровода;

2. вследствие того, что ветровая эрозия сносит верхние слои почвы, уменьшается глубина заложения трубопровода, в этом случае происходит отклонение от проектных параметров и возможна потеря устойчивости трубопровода.

Стоит отметить, что в основном эрозия распространяется на землях сельскохозяйственного назначения. Однако трубопроводы - линейно протяжённые сооружения, и, согласно существующим нормам, они могут прокладываться и на таких территориях [3].

Применительно к трубопроводам основную проблему эрозия грунтов составляет для грунтов обратной засыпки, соответственно данный вопрос будет рассматриваться только для подземных трубопроводов.

Таким образом, нами были выделены грунтовые условия, в которых возможно образование эрозионных процессов. Это слабонесущие грунты, такие как, песчаные и пересушенных торфяниках.

Можно сказать, что проблема возникновения эрозионных процессов в местах прокладки трубопроводов является актуальной и имеет интерес для рассмотрения.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. П.П. Бородавкин. Подземные трубопроводы. / Москва, «Недра», 1973. –300 с.
2. Заславский М.Н. Эрозиоведение. - М., 1983.
3. Природные опасности России. Экзогенные геологические опасности. Тематический том / под редакцией В.М. Кутепова. - М., 2002. – 348 с.

УДК 625.12

#### ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

## **КОМПОЗИТНЫХ И СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ТРУБ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

*С.В. Кабуров, УГТУ, г. Ухта*

Нефтегазовая отрасль является источником повышенных требований к применяемым в ней материалам. В связи с этим возникает необходимость поиска наилучших решений в каждом конкретном случае. Традиционные стальные трубопроводы, применяемые в магистральном транспорте нефти и нефтепродуктов, имеют ряд недостатков, основным из которых является склонность к коррозии.

Основной задачей работы является поиск коррозионностойкого материала для производства труб в магистральном транспорте нефти и нефтепродуктов, обладающего эксплуатационными характеристиками, достаточными для надежной его эксплуатации. В данной работе был проведен сравнительный анализ свойств труб из традиционных сплавов стали, стеклопластиковой трубы и трубы из полиэтилена высокой плотности с целью выявления наиболее оптимального материала.

Стальные трубы, используемые для передачи нефти, внутри покрыты эпоксидными смолами, нанесенными последовательными слоями. Внутренние эпоксидные покрытия имеют ограниченный срок службы, составляющий около 5 лет, по истечении которого проявляется питтинговая коррозия. Возникает необходимость в дорогостоящем техническом обслуживании или замене секций трубопровода. Коррозия на внутренней поверхности без очистки приводит к значительному увеличению шероховатости и способствует образованию частиц, уменьшающих поток. Если средняя шероховатость новых труб составляет 0,03-0,05 мм, то шероховатость отработанных труб увеличивается до 0,2-0,4 миллиметров и может увеличиваться более данных значений.

Значения модуля упругости и предела прочности значительно уменьшаются с течением времени и при повышении температуры. Таким образом, проявляются заметные вязкоупругие свойства. При постоянной нагрузке во время длительного использования увеличивается деформация. Такой эффект называется внутренней ползучестью. На рисунке 1 изображен график зависимости напряжений от температуры. На начальном этапе кривые внутренней ползучести имеют линейное развитие, затем, со временем, возникает резкое ухудшение, сопровождающееся увеличением хрупкости и трещинами. Наличие такого изгиба кривой повреждающего напряжения различной вязкости и охрупчивания до и после перегиба, указывают на ухудшение свойств материала, а также на изменение физической и химической структуры, что является естественным старением. Сочетание эффекта старения и охрупчивания вместе с эффектом механической коррозии, является причиной большого количества повреждений (продольных трещин) в верхней образующей линии секций труб. Данный участок является одним из наиболее подверженных напряжению из-за внешних нагрузок.



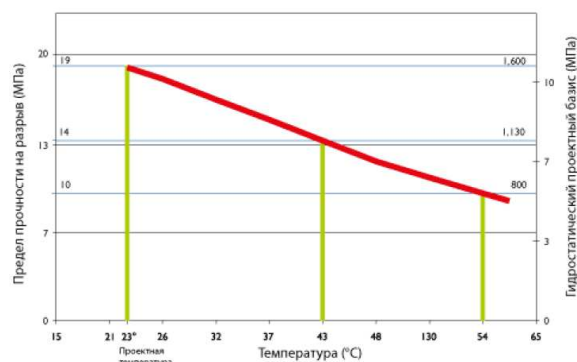


Рисунок 1 - График зависимости напряжений от температуры

Ударопрочность и стойкость к истиранию труб из полиэтилена высокой плотности является очень хорошей. Но эффект от удара, даже несмотря на то, что повреждений не видно сразу, может привести к структурному ослаблению, которое, в свою очередь, может привести к повреждениям трубы в перспективе при длительном эксплуатационном режиме.

Стеклопластик представляет собой композиционный материал, поэтому его физические и механические свойства заметно меняются в зависимости от технологии производства, типа смолы, вида и количества применяемого армирующего материала. Стеклопластик, также, как и термопластичные материалы, характеризуется вязкоупругими свойствами, но стекловолокно мало подвержено влиянию температур в довольно широком диапазоне (до 70 – 80°C). Как следствие, можно предположить очень долгий срок службы данных композитных материалов. Зависимость деформации от времени приведена на рисунке 2. Резюмируя вышесказанное, можно сделать вывод, что наилучшим решением является стеклопластиковый трубопровод, из-за своих свойств этот материал является наиболее перспективным в сравнении с другими рассматриваемыми материалами.

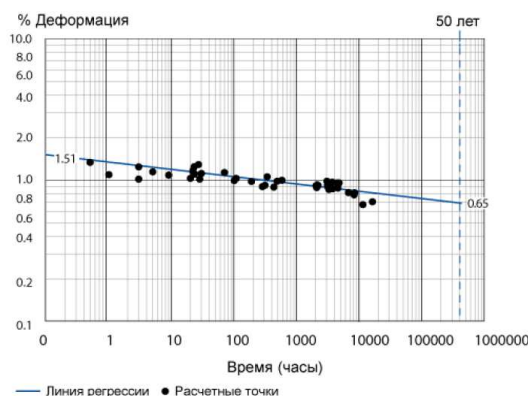


Рисунок 2 - Зависимость деформации стеклопластиковых труб от времени

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Основы проектирования нефтегазопроводных систем из композиционных материалов [Текст] : учеб. пособие / А. В. Сальников, А. М. Шарыгин, И. А. Шаммазов, Н. С. Вишневская. – Ухта: УГТУ, 2018. – 80 с.: ил.
2. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. - М.: Недра, 1982. – 384 с.

3. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1991. – 287 с.

УДК 006.88:621.644

## **АНАЛИЗ ПРАКТИКИ ПРИМЕНЕНИЯ РЕГЛАМЕНТОВ ПО НОРМИРОВАНИЮ ЗОН МИНИМАЛЬНЫХ РАССТОЯНИЙ ОТ ОСИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ДО РАЗЛИЧНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

*Е.О. Карманов, Г.Г. Васильев, И.А. Леонович,  
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина», г. Москва*

Установление зон минимальных расстояний (МР) считается наиболее эффективным способом защиты населения в случае возникновения аварии на ОПО. Виды деятельности в таких зонах осуществляются с учетом экспертной оценки рисков и в качестве основного показателя рассматривается потенциальный территориальный риск гибели человека, являющийся на сегодняшний день максимальным значением индивидуального риска для человека, находящегося на определенной территории.

В докладе освещены подходы основных действующих на территории РФ регламентов, определяющих значения зон МР от оси магистральных газопроводов (МГ), предназначенных для транспортировки природного газа, широко используемого в энергетике.

В рамках сравнительного анализа регламентов выявлены положительные и отрицательные аспекты российской нормативно-технической документации, представлены рекомендации по ее усовершенствованию.

Техническое регулирование объектов транспорта газа осуществляется в соответствии с ФЗ № 384 и постановлением Правительства РФ № 815. Одним из обязательных к применению документов в соответствии с ФЗ является СП 36.13330.2012. В нем и приведена трактовка понятия «минимальные расстояния». Настоящий СП распространяется на проектирование новых МГ, реконструкцию имеющихся, восстановление методом капитального ремонта МГ диаметром до DN 1400 с избыточным давлением среды от 1,2 до 10 МПа и определяет зоны в диапазоне от 30 до 350 м в зависимости от категории объектов, не относящиеся к МГ (жилые/нежилые здания, строения, сооружения и т.д.).

В соответствии с договором о Евразийском экономическом союзе, а также регламентом работы Евразийской экономической комиссии разработан и утвержден технический регламент ТР ЕАЭС 049/2020, устанавливающий обязательные для применения и исполнения на территории Евразийского экономического союза требования к МГ начиная со стадии их проектирования и эксплуатации, заканчивая ликвидацией. Настоящий регламент вступил в силу с 1 июля 2021 г. Он применим к трубопроводам диаметром до 1400 мм включительно и избыточным давлением среды от 1,2 до 25 МПа включительно. Минимальные расстояния от МГ до аналогичных объектов, зданий и сооружений по СП 36.13330.2012 составляют от 30 до 550 м.

Учитывая, что ТР ЕАЭС 49/2020 применим на территории государства - члена ЕЭС, в том числе и в РФ, он обязателен для органов государственной власти, местного самоуправления, юридических и физических лиц, являющихся собственниками, владельцами или пользователями земельных участков, смежных с земельными участками, занимаемыми МГ, точно так же, как и требования СП 36.13330.2012. Соответственно возникают некие противоречия в определении границ МР от вновь строящихся МГ, учитывая, что рассматриваемые документы действующие на территории РФ и равнозначны по статусу их исполнения.

В рамках сравнительного анализа значений МР от оси МГ с рабочим давлением газа в трубопроводе от 1,2 МПа до 9,8 МПа до объектов, зданий и сооружений по СП 36.13330.2012 и ТР ЕАЭС 49/2020 установлены следующие главные отличия:

- для МГ с номинальным диаметром 300 и менее, давлением от 2,5 до 9,8 МПа, значения МР до отдельно стоящих нежилых и подсобных строений, устьев бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин, канализационных сооружений, железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог категорий IV-V, параллельно которым прокладывается трубопровод по СП 36.13330.2012 и ТР ЕАЭС 49/2020 различны;

- для МГ с номинальным диаметром 300 и менее, давлением от 1,2 до 2,5 МПа, значения МР до вертодромов и посадочных площадок без базирования на них вертолетов по СП 36.13330.2012 и ТР ЕАЭС 49/2020 различны;

- значения МР от МГ до гаражей, открытых стоянок для автомобилей индивидуальных владельцев на 20 автомобилей и менее, установок очистки и осушки газа, территории НПС и КС, территории ГРС, АГРС, регуляторных станций, в том числе шкафного типа, земляных амбаров для аварийного выпуска нефти и конденсата из трубопровода, мачт (башен) и сооружений технологической связи трубопроводов, термоэлектрогенераторов, необслуживаемых усилительных пунктов кабельной связи в подземных термокамерах, вдольтрассовых проездов, предназначенных для обслуживания трубопроводов, а также блок-контейнеров, обеспечивающих функционирование магистрального трубопровода по СП 36.13330.2012 определены, а в ТР ЕАЭС 49/2020 не приведены;

- значения МР от МГ до автоматизированных электростанций с термоэлектрогенераторами по СП 36.13330.2012 и ТР ЕАЭС 49/2020 составляют не менее 15 м и не менее 25 м от взрывоопасной зоны при наличии трансформатора в пункте коммерческого учета по СП 36.13330.2012.

Необходимо отметить, что прокладка МГ по территории городов, населенных пунктов, предприятий различного назначения, аэродромов, железнодорожных станций и иных аналогичных объектов на территории РФ запрещена.

Учитывая, что МГ относятся к ОПО к которым установлены требования ФЗ и в случаях отступления от требований, установленных перечнем обязательных нормативных документов, указанных в части 1 данного ФЗ, требуется разработка специальных технических условий (СТУ). Согласно ТР ЕАЭС 49/2020 сокращение МР от МГ до зданий, строений и сооружений, не относя-

щихся к МГ, разрешено при условии обеспечения компенсирующих инженерно-технических решений в соответствии с действующим в государстве – члене ЕЭС законодательством.

Следовательно, сокращение МР от МГ возможно, но при условии разработки СТУ на объект транспортировки газа в целях обеспечения безопасности граждан РФ и нормальной эксплуатации самого объекта ОПО.

Разработка СТУ – задача повышенной сложности, и при отсутствии в том или ином рассматриваемом случае необходимых стандартов и правил либо при отступлении от них разработчикам приходится фактически заново готовить нормативную базу с последующим согласованием в Министерстве строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации и Министерстве Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий.

В целях совершенствования нормативной базы РФ по определению зон МР, предлагается следующее:

- привести в соответствие расхождения в значениях МР по ЕАЭС 49/2020 и СП 36.13330.2012 от МГ с рабочим давлением от 1,2 до 9,8 МПа до различных объектов;
- признать требования п. 23 постановления Правительства РФ № 815 в части исключения примечания 4 к табл. 4 СП 36.13330.2012 недействительными;
- исключить требование п. 8 ст. 6 ФЗ № 384 по разработке СТУ, в случае проведения мероприятий, указанных в примечании 4 к табл. 4 СП 36.13330.2012.

Проведение указанных мероприятий позволит избежать неоднозначного толкования регламентирующих документов, определяющих зоны МР, на стадии разработки проектной документации, а также упростить процедуру ее утверждения в органах государственной власти при прокладке МГ вблизи зданий, строений и сооружений, не относящихся к магистральному транспорту газа.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.gosnadzor.ru> (дата обращения: 10.11.2021).
2. Стенограмма парламентских слушаний на тему "Законодательное регулирование отношений собственников земельных участков, находящихся в зоне минимальных расстояний до объектов системы газоснабжения и объектов нефтегазового комплекса" от 11.03.2020 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://council.gov.ru> (дата обращения: 10.11.2021).

УДК 622.692.4:532.135

### **ВЛИЯНИЕ РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ НА ИЗМЕНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В ПРОЦЕССЕ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ**

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

В настоящее время, в условиях постоянно растущих грузопотоков нефти и нефтепродуктов актуальным является поиск методов повышения производительности магистральных трубопроводов. Одним из наиболее перспективных методов, но в то же время наименее изученным является применение противотурбулентных присадок.

В последние годы наметилась тенденция увеличения ведения перекачки нефти и нефтепродуктов с использованием ПТП для снижения энергозатрат и увеличения пропускной способности.

Цель работы – исследование влияния режимов перекачки на изменение эффективности противотурбулентных присадок в процессе их применения при эксплуатации магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов.

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие задачи:

1. исследование влияния подключения лупингов на эффективность противотурбулентных присадок;
2. исследование влияния количества насосных агрегатов на эффективность противотурбулентных присадок;

Для решения поставленных задач были применены данные по перекачке дизельного топлива по участку магистрального нефтепродуктопровода протяженностью 177 км. Лупинг расположен 58 – 115 км. По трассе нефтепродуктопровода расположена промежуточная НППС. Рассмотрены различные режимы перекачки: с открытым и закрытым лупингом, а также при 2, 3, 5 насосах в работе. По результатам проведенных расчетов были сделаны следующие выводы:

1. Подключение лупингов влияет на эффективность ПТП. При совместном использовании лупинга и ПТП, эффективность ПТП снижается по сравнению с режимом при закрытом лупинге.
2. При увеличении числа Рейнольдса эффективность противотурбулентных присадок повышается до определенного максимального значения, а затем снижается.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бахтизин Р.Н. Нанотехнологии для снижения для гидравлического сопротивления трубопровод/ Р.Н. Бахтизин, М.М. Гареев, Ю.В. Лисин и др. – СПб.:Недра, 2018. –352 с.
2. Манжай В.Н. Физико-химические аспекты турбулентного течения разбавленных растворов полимеров: автореф. дис. на соиск. учен. степ. д-ра. хим. наук. 2.00.04, 2.00.06/ Манжай Владимир Николаевич. Томск, 2009. – 44с.
3. Гольянов А.И. Снижение гидродинамического сопротивления при течении углеводородных жидкостей в трубах противотурбулентными присадками. научный обзор истории вопроса/ А. И. Гольянов, В.В. Жолобов, Г.В. Несын, С.Л. Семин, А.М. Ширяев// Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012.–№2(6).– С.80-87
4. Голунов Н.Н. Влияние малых противотурбулентных присадок на гидравлическую эффективность и смесеобразование при последовательной перекачке нефтепродуктов// Территория НЕФТЕГАЗ. – 2018. – №6. – С. 92-97
5. Лурье М.В. Расчет параметров перекачки жидкостей с противотурбулентными присадками/ М.В. Лурье, Н.С. Арбузов , С.М. Оксенгендлер// Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012.–№2(6).– С.56-60

**БАЗОВЫЕ МОДЕЛИ РАЗВИТИЯ ИНЖИНИРИНГА***С.А. Кесаев, С.В. Калинин, А.Р. Бахтизина,**ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

Ускоряющие темпы развития науки заставляют организации думать о конкурентных преимуществах и конкурентоспособности товаров и услуг. Более того, инновационный продукт как правило инвестиционно-привлекателен, что подталкивает бизнес идти на риск и вкладывать средства в новые технологии и разработки. В эпоху цифровизации экономики и борьбы за конкурентоустойчивость в организациях возникает потребность в квалифицированном персонале и инновационных технологиях [3]. Цифровые технологии позволяют существенно удешевить и ускорить НИОКР: вместо проведения дорогостоящих испытаний и разработок прототипов создают 3-D модели и цифровые копии, с помощью которых успешно применяют методы оценки эффективности проектов, выявляют их преимущества и недостатки [0]. В свою очередь НИОКР в современной науке нельзя представить без инжиниринга - деятельности, связанной с верификацией исследований и креативным применением научно-технических знаний на практике в виде бизнес-услуг, сопровождающих все этапы инновационных процессов и обеспечивающих доведение их до реализации в реальном секторе экономики (Рисунок 1). Современные реалии доказывают, что тенденции развития инжиниринга имеют различия в разных странах, которые зависят от размера ее территории, особенностей экономики, численности населения, структуры и объема валового национального дохода, уровня и качества жизни населения.



Рисунок 1- Роль и место инжиниринга в инновационном процессе

В связи с вышеизложенным целесообразно рассмотреть основные модели развития инжиниринга: германская модель развития инжиниринга (индустриальная); американская (специализированная); индо-китайская (оффшорная) [1].

Индо-Китайская модель инжиниринга (оффшорный инжиниринг). Передовой опыт инновационного развития КНР во многом связан с его технологическим прорывом в последние двадцать лет. Китайская модель развития инжиниринга основывается на минимизации затрат на инновации. За счет человеческого капитала и обеспечения огромного количества дешевого рабочего труда на мировом рынке инжиниринга КНР сформировал инновационную инфраструктуру силами передовых государств. Сегодня КНР использует мировой кризис путем выкупа новаций и новшеств по всему миру, создают международные инжиниринговые центры и внедряют инжиниринговые услуги во все сферы внутринновационной инфраструктуры, тем самым повышая эффективность в развитии национальной инновационной системы.

Опираясь на опыт Индийской модели инжиниринга, можно однозначно говорить о том, что это мировой центр оффшорного инжиниринга. Еще в начале 2000-ых годов Индия усиленно развивала национальную инновационную систему путем привлечения инвестиционного и человеческого капитала в страну, создавала комфортные условия труда и льготные условия для повышения эффективности создания инноваций. Индия заложила основы инновационного развития благодаря огромному количеству инновационному потенциалу с помощью привлечения «чужих технологий» и «чужих» кадров и является одним из передовых игроком на рынки инжиниринга.

Американская модель инжиниринга (специализированный инжиниринг) выстроена на мощных инновационно-инжиниринговых компаниях, которые обладают богатейшим опытом и знаниями в НИОКР и предоставляют свои услуги через инжиниринговые центры (филиалы) по всему земному шару. Принимая во внимание инновационную инфраструктуру мегаполисов развитых стран, которые являются бизнес площадками для головных инжиниринговых организаций, создаются «ядра» управления инжиниринговыми филиалами и консолидируются обеспечивающие структуры для лучшего ведения специализированного бизнеса. Например, в Англии и США головные компании холдинга имеют под своим кураторством филиалы и инжиниринговые центры за границей, создавая при этом централизованную систему управления увеличивая качество и количество предоставляемых инжиниринговых услуг и работ. В первую очередь такие компании ориентируют свой бизнес на экспорт, где ключевым преимуществом является «независимость». Независимые инжиниринговые организации не прилеплены к промышленным компаниям и являются достаточно клиенто-ориентированными и гибкими в сфере предоставления своих услуг. А дочерние специализированные структуры (филиалы и представительства) – являются зависимыми только относительно своих генеральных подрядчиков (головной компании) и занимаются непосредственно инжиниринговой деятельностью.

Немецкая модель инжиниринга (индустриальный инжиниринг). В немецкой модели инжиниринговые организации не обладают централизованной системой управления и достигают желаемых результатов путем обмена опытом за счет наработок, полученных в своих отраслях и сферах деятельности. Особенность данной модели состоит в объединении инжиниринговых процессов, направленных на конкретную проблему. В Германии «индустриальный инжиниринг» – это организационная единица организации с позиции производственного менеджмента, где функционируют бизнес-процессы, менеджмент качества, техническое обслуживание, контроль и управление затратами. При этом данные единицы направлены на конкретную отрасль, но готовые и передать свой опыт для решения межотраслевых задач с целью получения прибыли. Индустриальный инжиниринг разделяется на централизованный и децентрализованный инжиниринг. К централизованному инжинирингу относится разработка методов и инструментов, связанных с организацией труда, развития производства для специализированных организаций путем инжиниринговых решений. К децентрализованному инжинирингу относятся промышленные компании, в которых имеются организационные единицы, ведущие инжиниринговую деятельность (производительные и проектные организации). Промышленные организации, имеют конструкторские (инжиниринговые) подразделения и проектные институты, носящие характер постоянных или временных подразделений, созданных для решения конкретных целей. При этом банковский сектор довольно охотно инвестирует данные проекты, которые зачастую являются высокотехнологичными и инвестиционно-привлекательными.

Исследованные модели развития инжиниринга в различных странах позволяют выделить их особенности и предопределить вектор их развития в бли-



жайшей перспективе. Опираясь на опыт развития инжиниринга разных стран можно говорить о том, что оно достигается через технологическое партнёрство с инвесторами в различных интерпретациях, основной целью которого является восстановление недостающих звеньев инновационного цикла. Вузы, НИИ, конструкторские бюро, проектные организации, стартапы, бизнес-инкубаторы, инжиниринговые центры призваны объединить важнейшие элементы национальной инновационной системы и повысить ее эффективность.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бахтизина А.Р., Кесаев С.А., Малинин С.В. Сравнительный анализ развития инжиниринга в России и зарубежных странах. Материалы тезисов докладов XV Международной учебно-научно-практической конференции (18-19 ноября 2020 г.). Трубопроводный транспорт – 2020 – с.20
2. Кесаев С.А. Управление процессом развития инжиниринга в инновационной системе мегаполиса: диссертация кандидата экономических наук: 08.00.05 / Кесаев Сослан Аланович; [Место защиты: ФГБОУ ВПО "Государственный университет управления"]. - Москва 2015.
3. Лямкин И.В. Цифровые технологии в системе профессиональных квалификаций: компетентностно-ориентированный подход // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. - №5. – С. 576.
4. Сериков П.Ю., Сиволоцкий К.А., Балакирев А.А. Методы оценки экономической эффективности НИОКР и особенности их применения // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. - №6. – С. 620.

УДК 622.691.24

#### **ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬНОГО КОНСОРЦИУМА ПРИ РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ НА РЫНКАХ ЦЕННЫХ БУМАГ**

*С.В. Кутаев, УГНТУ, г. Уфа,*

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

Схема товарно-вексельно-денежного обмена (ТВД-схема) с несколькими акторами и многими расчетно-платежными средствами (РПС) реализуема, если каждый актор имеет от нее достаточную выгоду [1-3]. Достаточность выгоды определяется степенью повышения полезности расчетно-платежных средств, которые он получает в обмен на свои РПС. Полезность сделки оценивается каждым актором субъективно. Инициатор обмена должен исходить из представлений о полезности каждой сделки с точки зрения участвующих в ней акторов, в том числе полезности для себя. Поэтому для оценки реализуемости сделок приходится строить шкалы их предположительной полезности для всех акторов.

Центральным вопросом при выборе стратегии укрупнения или реструктуризации капитала консорциума является задача определения "ценности" приобретаемых или продаваемых активов, эффективности действий по изменению структуры контролируемого капитала с точки зрения интересов компании. Неопределенность и субъективность оценок является неотъемлемым свойством самого понятия "стоимость активов". Было бы наивным считать, (хотя это убеждение явно или неявно присутствует во многих экономических изданиях):

- что какие-либо статистические данные, измерения, наблюдения, расчеты на моделях, статистические оценки и т.п. могут "объективно" выявить стоимость активов. Балансовая стоимость активов есть формально регистрируемая их бухгалтерская оценка (для целей начисления амортизации, налогообложения и т.п.), не имеющая прямого отношения к их ценности для фирмы. Рыночная стоимость (курс акций) также не является объективной мерой стоимости активов для менеджера, а дает лишь важную ориентировку для возможных финансовых операций;

- что менеджер (имеется в виду хороший менеджер) может и будет принимать или предлагать руководству решения по инвестициям-дивестициям путем простого сопоставления расчетных оценок стоимостей активов. Он будет это делать на основе своих убеждений, представлений о будущем, интуиции, а расчеты, исследования и пр. могут лишь повлиять на эти его убеждения и дать аргументы для формирования мнений тех лиц, от которых зависит принятие решений.

Можно утверждать, что основным содержанием работы финансового менеджера является правильная оценка стоимостей с точки зрения компании. Если бы стоимость в общеупотребительном понимании могла бы быть измеренной объективными методами, торги и переговоры при заключении сделок потеряли бы всякий смысл.

Главным содержанием любой сделки (свободной, разумеется) является именно взаимовыгодный обмен стоимостями, которые принципиально имеют разную полезность (субъективную оценку выгоды) с точки зрения участников сделки (актеров). Такое объяснение восходит к трудам одного из основоположников экономической науки Р. Маршаллу. Сделка, в которой актер 1 обменивает благо А на благо В, принадлежащее актору 2, возможна лишь при условии, что для актора 1 полезность А меньше полезности В, а для актора 2, наоборот, полезность В меньше, чем полезность А.

Поэтому все обмены возможны лишь после выяснения субъективных оценок полезности обмениваемых благ (принципиально различных для участников сделки), а введение в рассмотрение "объективных" стоимостей лишь уводит от существа дела.

Реализуемость сделок с участием актора оценивается специальной программой в соответствии с разработанной логической схемой.

Нулевой уровень иерархии определяет цель анализа. На первом уровне собраны критерии реализуемости сделки. На следующем (втором) уровне схемы приведены классы (уровни) возможных качественных оценок критериев. На последнем (третьем) уровне иерархии указаны возможные диапазоны вероятности того, что сделки с участием актора не будут сорваны.

Поскольку речь идет о субъективных оценках вероятностей, их значения не могут быть определены количественно с высокой точностью. Так, вероятности, превышающие 0,95 следует считать высокими (близкими к единице), а вероятности, меньшие 0,8, - слишком малыми для включения данного актора в схему реструктуризации долгов.

Расчет по логической схеме реализуемости сделок с данным актором проводится с помощью специальной программы. Работа программы осуществляется в три этапа, которые соответствуют переходам от одного уровня логической схемы к следующему. Два этапа, отвечающие 1-му и 3-му уровням, требуют участия эксперта консорциума только на стадии первоначальной отладки программы или при ее коррекции. При обычном использовании программа запрашивает данные от пользователя только при выполнении второго этапа. Пользователь должен выбрать по одному из возможных ответов, перечисленных в клетках под названием каждого критерия.

Для каждого элемента иерархической схемы программа, используя вводимые экспертом данные об акторе, вычисляет приоритет (вес). Приоритет элемента схемы является числовым показателем его значимости. Сумма приоритетов элементов одного уровня составляет 100%. Вес можно интерпретировать как число голосов из 100, поданное экспертом за данный элемент схемы при сравнении значимости элементов одного уровня. Приоритеты ранжируют рассматриваемые элементы по значимости.

Предлагаемый подход к количественной оценке субъективных мер полезности активов проиллюстрирован примером формирования схем обмена одних расчетно-платежных средств на другие между некоторой совокупностью акторов. Использование предложенной модели деятельности строительного консорциума при реструктуризации на рынках ценных бумаг позволило вычислить индекс реализуемости сделок. Индекс реализуемости сделок для рассматриваемого актора оценивается величиной 0,89 или 89%. Это означает, что риск срыва схемы реструктуризации долга, связанный с включением в схему *i*-го актора составляет примерно 11%. Подсчитав тем же способом индексы реализуемости остальных акторов и перемножив их, получим оценку индекса реализуемости всей схемы реструктуризации долга данного дебитора.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Джевонс У.С. Деньги и механизм обмена / У.С. Джевонс. - М.: Интермедиатор, 2020. - 192с.
2. Исаева Е.А. Риски банковской деятельности в условиях цифровых трансформаций / Е.А. Исаева, А.А. Каирбеков. - Проблемы теории и практики управления. - 2020. - № 12. - С. 55-68.
3. Исаева Е.А. Направления развития банковского бизнеса в условиях цифровых трансформаций / Е.А. Исаева, А.А. Каирбеков. - Инновационное развитие экономики. - 2020. - № 4-5 (58-59). - С. 25-33.

УДК 622.691.4.052.012

#### **РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ**

*Т.Ф. Кадыров, ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Новый Уренгой,  
С.В. Кутаев, УГНТУ, г. Уфа*

Снижение энергоресурсов на собственные нужды при разработке газовых месторождений является одной из приоритетных задач. На рисунке 1 приведена диаграмма использования энергоресурсов на собственные нужды газовых промыслов в долевого отношении. Из рисунка следует, что основная доля приходится на природный газ и электроэнергию.

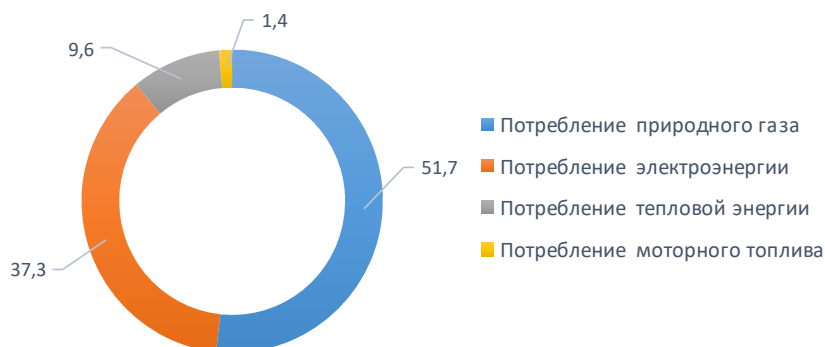


Рисунок 1 – Диаграмма использования энергоресурсов в долевого отношении, %

В работе рассмотрены методические основы наиболее результативных мероприятий по экономии энергоресурсов.

1) Мероприятия по экономии природного газа:

- оптимизация пуска скважин и газопроводов-шлейфов без стравливания газа в атмосферу;
- исследование скважин с использованием средств телеметрии;
- снижение потерь давления на выходе дожимных компрессорных станций (ДКС) за счет оптимизации работы аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа сепараторов установок охлаждения газа (УОГ);
- использование газа дегазации из разделителей на установках комплектной подготовки газа (УКПГ);
- использование теплоты уходящих газов газоперекачивающих агрегатов (ГПА) в котлах-утилизаторах, взамен проектных установок подогрева теплоносителя на УКПГ.

2) Мероприятия по экономии электроэнергии:

- оптимизация режимов работы АВО газа путем регулировки угла атаки лопастей вентиляторов на УКПГ;
- оптимизация работы конденсатных насосов на УКПГ;
- изменение алгоритма работы обогрева кранов на ДКС и УКПГ.

УДК 620.162.4

# **ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА В ДЕФЕКТНЫХ ЗОНАХ ПОТЕРИ МЕТАЛЛА ПРИ ИЗГИБАЮЩЕЙ НАГРУЗКЕ**

*М. В. Колесников, А. А. Игнатик, УГТУ, г. Ухта*

Экспериментальное исследование напряженно-деформированного состояния (НДС) дефектной трубы, испытывающей изгибающую нагрузку, проводилось в лаборатории кафедры ПЭМГ Ухтинского государственного технического университета. Опыты выполнялись на экспериментальном стенде (рис. 1). Объект исследований – образец трубы марки стали Ст3; наружный диаметр 114 мм, толщина стенки 4,5 мм, длина 1 м. Образец трубы закреплялся в двух опорах. Под его серединой располагался винтовой ромбический домкрат грузоподъемностью 2000 кг для создания изгибающей силы в вертикальной плоскости [1]. На образующих трубы с угловыми координатами 0, 90 и 180 градусов были нанесены искусственные дефекты потери металла со следующими геометрическими параметрами: длина 50 мм, ширина 30 мм, глубина от 0 до 3,5 мм с шагом 0,5 мм. Геометрический центр дефектов находится на расстоянии 100 мм влево от середины трубы.

Воздействие на трубу оказывалось при вращении винта домкрата динамометрическим ключом с заданным моментом  $M_{\text{дин}}$ . Диапазон момента: от 0 до 24 Н · м, шаг  $\Delta M_{\text{дин}} = 6 \text{ Н} \cdot \text{м}$ .

В дефектных зонах образца трубы были установлены тензорезисторы для измерения деформаций. В одной розетке находились три тензорезистора для измерения кольцевых, продольных и угловых деформаций для полного определения НДС стенки трубы.

Тензорезисторы подключались в полумостовую схему, состоящую из одного измерительного и одного термокомпенсирующего тензорезистора. Коэффициент тензочувствительности полумостовой схемы  $S = 1980$  был получен экспериментальным путем до проведения основных опытов. Единица измерения деформаций – мкм / м (микрострейн).



Рисунок 1 – Лабораторный стенд

Первоначально тензорезисторы были расположены на верхней образующей трубы, где угловая координата  $\varphi = 0^\circ$ . При пошаговом увеличении нагрузки на образец трубы посредством вращения винта домкрата фиксировались значения кольцевой, продольной и угловой деформаций во всех розетках. Затем образец трубы поворачивался на  $90^\circ$ . Теперь тензорезисторы располагались на образующей трубы с угловой координатой  $\varphi = 90^\circ$ . Регистрировались результаты измерений деформаций при пошаговом увеличении изгибающей силы. Таким образом измерения деформаций выполнялись на верхней, боковой и нижней образующих трубы.

По итогам экспериментов известны три компонента НДС: 1) кольцевая деформация  $\varepsilon_\varphi$  (измерена) 2) продольная деформация  $\varepsilon_z$  (измерена); 3) радиальное напряжение  $\sigma_r = 0$ , так как напряженное состояние плоское. Применяя формулы обобщенного закона Гука [2], находим оставшиеся три неизвестных компонента НДС: 1) кольцевое напряжение  $\sigma_\varphi$ ; 2) продольное напряжение  $\sigma_z$ ; 3) радиальную деформацию  $\varepsilon_r$ ; а также 4) интенсивность напряжений  $\sigma_i$ . В качестве результатов получили в табличной форме зависимости напряжений от глубины дефекта потери металла на разных образующих трубы (см. табл. 1) при  $M_{\text{дин}} = 24 \text{ Н} \cdot \text{м}$ .

Таблица 1. Параметры напряженного состояния трубы в дефектных зонах потери металла при  $\varphi = 0^\circ, 90^\circ, 180^\circ$  и  $M_{\text{дин}} = 24 \text{ Н} \cdot \text{м}$

| $H, \text{ мм}$                         | 0      | 0,5    | 1,0    | 1,5    | 2,0    | 2,5    | 3,0    | 3,5    |
|-----------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Верхняя образующая $\varphi = 0^\circ$  |        |        |        |        |        |        |        |        |
| $\sigma_i, \text{ МПа}$                 | 22,19  | 25,59  | 26,91  | 27,83  | 26,41  | 23,98  | 27,27  | 33,38  |
| $\sigma_\varphi, \text{ МПа}$           | -15,10 | -18,36 | -19,32 | -19,65 | -17,60 | -12,89 | -12,26 | -9,08  |
| $\sigma_z, \text{ МПа}$                 | 10,38  | 10,65  | 10,64  | 11,51  | 12,76  | 14,77  | 18,93  | 27,89  |
| Боковая образующая $\varphi = 90^\circ$ |        |        |        |        |        |        |        |        |
| $\sigma_i, \text{ МПа}$                 | 15,50  | 19,17  | 20,37  | 20,77  | 23,14  | 23,15  | 22,20  | 16,36  |
| $\sigma_\varphi, \text{ МПа}$           | 16,59  | 21,16  | 23,20  | 23,94  | 23,73  | 26,70  | 25,20  | 8,48   |
| $\sigma_z, \text{ МПа}$                 | 7,59   | 9,62   | 11,63  | 12,39  | 13,53  | 14,20  | 13,75  | 9,97   |
| Нижняя образующая $\varphi = 180^\circ$ |        |        |        |        |        |        |        |        |
| $\sigma_i, \text{ МПа}$                 | 28,08  | 25,93  | 34,31  | 38,32  | 36,20  | 44,55  | 45,05  | 33,70  |
| $\sigma_\varphi, \text{ МПа}$           | -27,64 | -27,03 | -35,35 | -38,86 | -36,22 | -39,09 | -39,95 | -21,02 |
| $\sigma_z, \text{ МПа}$                 | -28,47 | -24,60 | -32,59 | -35,82 | -36,17 | -41,32 | -45,93 | -37,71 |

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Игнатик А. А. Напряженно-деформированное состояние трубопровода под воздействием комбинированной нагрузки // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т.10. № 1. С. 22–31.
2. Феодосьев В. И. Сопротивление материалов : учеб. для вузов. 13-е изд. М. : изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2004. 592 с.

УДК 622.692.4

### ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ НА СТЕПЕНЬ ЕЕ ОЧИСТКИ ОТ УГЛЕВОДОРОДОВ

*А.А. Коршак, М.Т. Гайсин, Ан.А. Коршак,  
ООО «НИИ Транснефть, г. Москва*

В результате проведенных промышленных испытаний конденсационной УРП по улавливанию паров бензина при заполнении танкеров установлены некоторые закономерности процесса.

Температура охлаждения газозвушной смеси (ГВС) вследствие колебаний температуры отгружаемого бензина и недостаточно стабильной работы теплообменников была выше минус  $15^\circ\text{C}$ . Чаще всего она находилась в интервале от 0 до  $+5^\circ\text{C}$  (28,6% случаев). В 26,3 % случаев она находилась в диапазоне от минус 5 до  $0^\circ\text{C}$ . В 56,5% случаев температура ГВС на выходе УРП была положительной.

В результате того, что глубокого охлаждения ГВС достичь не удалось, в 65,1% случаев остаточное содержание углеводородов в ГВС на выходе УРП превышало  $140 \text{ г/м}^3$ , в 48,4% случаев –  $280 \text{ г/м}^3$ , в 20,8 случаев –  $350 \text{ г/м}^3$ , в 12,5% случаев –  $560 \text{ г/м}^3$ . Соответственно, степень очистки ГВС от паров бензина изменя-

лась от 0,2 до 47,1%, составив в среднем 18,9%. На рисунке 1 приведена гистограмма распределения величин данного показателя, достигнутой при работе конденсационной УРП. Из гистограммы следует, что в 45,9% случаев очистки ГВС от паров бензина не превышала 15%, а в 70,9% случаев – 25%.



Рисунок 1 – Гистограмма степени очистки ГВС от паров бензина

В соответствии с конструкцией конденсационной УРП основной вклад в улавливание паров бензина, благодаря глубокому охлаждению ГВС, должна вносить вторая ступень конденсации. На рисунке 2 показана зависимость степени очистки ГВС от паров бензина от температуры хладоносителя на этой ступени.

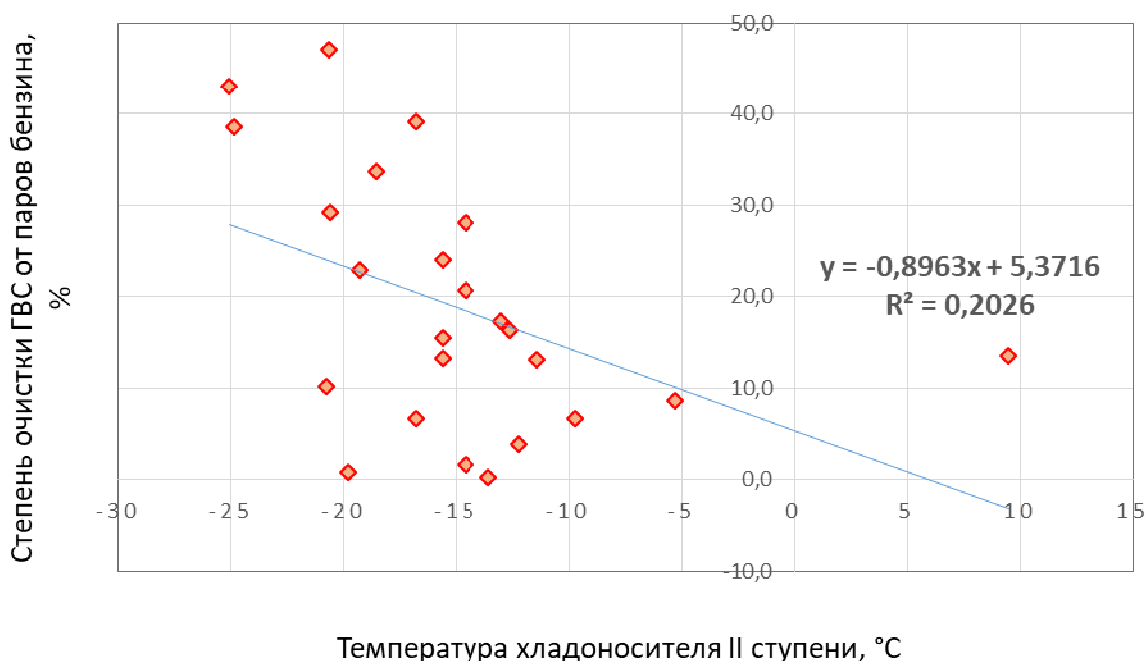


Рисунок 2 – Изменение степени очистки ГВС от паров бензина в зависимости от температуры хладоносителя II ступени



Низкая величина коэффициента детерминации  $R^2$  свидетельствует о том, что на достигаемую степень очистки существенное влияние оказывают другие параметры: содержание углеводородов и температура ГВС на входе в УРП, расход ГВС, а также температура хладоносителя на первой ступени конденсации.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что при недостаточно глубоком охлаждении ГВС применение конденсационных УРП малоэффективно.

УДК 622.692.4

## **РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕКОТОРЫХ ПАРАМЕТРОВ ПАРОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ**

*А.А. Коршак, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

При прогнозировании потерь нефти и нефтепродуктов от испарения необходимо вычислять ряд параметров паровоздушной смеси (ПВС): кинематическую вязкость, коэффициент молекулярной диффузии, молярную массу паров.

Одним из недостатков имеющихся корреляций для расчета параметров ПВС в резервуарах с бензином и особенно с нефтью является ограниченный банк экспериментальных данных, на которых они построены (узкие пределы изменения температуры, концентрации углеводородов в газовом пространстве резервуара (ГП), соотношения фаз в резервуарах, ограниченные пределы изменения составов нефти и бензинов).

С использованием рационального планирования вычислительного эксперимента [1] и методики прогнозирования состава ПВС, описанной в работе [2] автором был наработан необходимый массив исходных данных. Изначально ставилась задача охватить исследованиями нефти с возможно максимальным разнообразием свойств. В качестве критерия характеризующего это разнообразие, была выбрана молярная масса  $M$ .

У выбранных для моделирования нефтей молярная масса изменялась в пределах 151 - 330 кг/кмоль, плотность при 293 К от 811,2 до 908 кг/м<sup>3</sup>, а содержание компонентов (% масс.): этан – от 0 до 0,09; пропан – от 0 до 0,36; изобутан – от 0 до 0,82; н-бутан – от 0 до 1,21; изопентан – от 0 до 1,08; Н-пентан – от 0,108 до 3,11.

При планировании вычислительного эксперимента были заданы следующие пределы изменения параметров: температура в ГП – от 273 до 313 К; соотношение фаз в резервуаре от 0,1 до 20; средняя относительная концентрация углеводородов в ГП ( $C/C_s$ ) от 0,1 до 0,9. Всего было проведено 125 вычислительных эксперимента: 5 серий по 25 «опытов» в каждой.

С использованием наработанных таким образом составов ПВС, далее был выполнен расчет ее параметров по формулам, рекомендованным в [3]: динамическая вязкость – по формуле Уэпмена-Энскога, коэффициент молекулярной диффузии - по формуле Фуллера, Шлеттера и Гиддингса, а также молярной

массы – в соответствии с [4].

Затем с использованием пакета прикладных программ «Stat Grafics Plus 5.1» для нефтяных паров были получены расчетные зависимости:

$$v_{\text{ПВС}} = (0,0499 \cdot T_{\text{г}} - 0,154 \cdot C - 0,0615 \cdot M_{\text{г}}) \cdot 10^{-6}; \quad (1)$$

$$D_{\text{м}} = 10^{-2} \cdot (0,0163 \cdot T_{\text{г}} + 0,0188 \cdot C - 0,0539 \cdot M_{\text{г}}), \quad (2)$$

где  $M_{\text{г}}$  – молярная масса паров нефти (кг/кмоль), которая может быть вычислена по формуле

$$M_{\text{г}} = 0,119 \cdot T_{\text{г}} - 0,0039 \cdot \rho_{293}, \quad (3)$$

$T_{\text{г}}$  – температура ПВС, К;  $C$  – объемная концентрация углеводородов в ПВС, доли;  $\rho_{293}$  – плотность нефти при температуре 293К, кг/м<sup>3</sup>

Среднеквадратичная погрешность расчета  $v_{\text{ПВС}}$  по формуле (1) составляет 10,9%, что точнее, чем по другим известным формулам. Рекомендаций по расчету коэффициента молекулярной диффузии паров нефти в воздухе до настоящего времени не было. Формула (2) позволяет вычислять величину  $D_{\text{м}}$  со среднеквадратичной погрешностью 7,3%.

Аналогичным образом были рассчитаны и аппроксимированы параметры  $v_{\text{ПВС}}$  и  $D_{\text{м}}$  для ПВС в резервуарах с бензином. Полученные зависимости таковы:

$$v_{\text{ПВС}} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0,164 \cdot T_{\text{г}} - 34,9} + \frac{C}{12,2 - 0,0253 \cdot T_{\text{г}}}}; \quad (4)$$

$$D_{\text{м}} = 10^{-5} \cdot (10,9 \cdot T_{\text{г}} - 1,65 \cdot C). \quad (5)$$

Среднеквадратичная погрешность расчета  $v_{\text{ПВС}}$  и  $D_{\text{м}}$  по формулам (4), (5) составляет соответственно 6,3 и 5,7%, что также точнее, чем по формулам, приведенным в литературе [4].

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Протодяконов М.М., Тедер Р.И. Методика рационального планирования экспериментов. М.: Наука, 1970. 76 с.
- 2 Методика прогнозирования степени улавливания паров углеводородов при абсорбции / А.А. Коршак, А.В. Николаева, А.С. Нагаткина и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. №2. С. 202-209.
- 3 Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. М.: Химия, 1982. 592 с.
- 4 Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак и др. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. 658 с.

**РАЗВИТИЕ ВЗГЛЯДОВ ПРОФЕССОРА В.С. ЯБЛОНСКОГО  
НА ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ «ГОРЯЧИХ»  
ТРУБОПРОВОДОВ**

*А.А. Коршак<sup>1</sup>, Е.А. Любин<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>ООО «НИИ Транснефть», г. Москва,

<sup>2</sup>ФБГОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург

В последние годы в перекачку по трубопроводам во все в больших объемах вовлекается высоковязкая и высокозастывающая нефть. Ее транспортировка при температуре окружающей среды связана с повышенными энергозатратами. Поэтому такую нефть перекачивают, используя специальные методы, в частности, «горячую» перекачку, предусматривающую ее периодический нагрев на тепловых станциях (пунктах подогрева), размещенных вдоль трассы трубопровода. Научное обоснование данной технологии потребовало решения множества задач, не характерных для изотермической перекачки: описание изменения температуры по длине «горячего» трубопровода, расчет потерь напора при переменной вязкости потока, прогнозирование динамики остывания нагретой нефти при остановках перекачки, определение безопасного времени остановки таких магистралей и т.д. Исследования, связанные с «горячую» перекачкой продолжаются и сейчас [1 - 3].

Одной из ключевых задач, решение которой напрямую влияет на экономические показатели «горячей» перекачки, является определение оптимальных начальной и конечной температур нефти между тепловыми станциями. Ее рассматривало большое число исследователей [4 - 7], но именно Всеволоду Сергеевичу Яблонскому принадлежит классическое решение задачи о выборе оптимального температурного режима «горячей» перекачки, которое никому не удалось улучшить.

Проблема заключалась в том, что оптимизации подлежали сразу две величины: температуры высоковязкого продукта (в дальнейшем будем именовать его «нефть») в начале  $T_n$  и в конце  $T_k$  участка между тепловыми станциями. Поэтому разные авторы получали упрощенные решения задачи: при конечной температуре, превышающей температуру ее застывания на 5 – 10 градусов, при условии, что режим перекачки будет только турбулентным и т.д.

В 1956 г. В.С. Яблонский решил эту задачу без упрощающих допущений, т.е. в самом общем случае [8]. Справедливо рассудив, что, когда трубопровод уже построен, а насосные и тепловые станции расставлены по трассе, оптимизации подлежат только эксплуатационные расходы, он представил целевую функцию как сумму затрат на перекачку  $S_M$  с использованием механической энергии и подогрев  $S_T$ .

Полные потери напора  $h$ , входящие в  $S_M$ , В.С. Яблонский выразил как сумму потерь напора на участках с турбулентным и ламинарным течением нефти между тепловыми станциями подогрева, а начальную и конечную температуры потока связал уравнением В.Г. Шухова. Затем он взял первую произ-

водную  $\frac{\partial}{\partial T_n} (S_M + S_T)$ , приравнял полученное выражение нулю и получил в итоге условие для определения оптимальных  $T_n$  и  $T_k$  вида

$$\frac{\sigma_M \cdot G \cdot g \cdot i_n}{\eta_M} + K_n \cdot \pi \cdot D \cdot (T_n - T_o) \cdot \frac{\sigma_T}{\eta_T} = \frac{\sigma_M \cdot G \cdot g \cdot i_k}{\eta_K} + K_k \cdot \pi \cdot D \cdot (T_k - T_o) \cdot \frac{\sigma_T}{\eta_T} \quad (1)$$

Стои-  
мость энергии, за-  
трачиваемой на  
перекачку

Стоимость энергии, за-  
трачиваемой на подогрев

Стои-  
мость энергии, за-  
трачиваемой на  
перекачку

Стоимость энергии,  
затрачиваемой на подогрев

На первой единице длины

На последней единице длины

где  $\sigma_M$ ,  $\sigma_T$  – стоимость единицы соответственно механической и тепловой энергии;  $G$  – массовый расход нефти;  $g$  – ускорение свободного падения;  $i_n$ ,  $K_n$  – соответственно гидравлический уклон и полный коэффициент теплопередачи на начальном участке трубопровода;  $i_k$ ,  $K_k$  – то же для конечного участка;  $\eta_M$ ,  $\eta_T$  – КПД соответственно насосных агрегатов тепловых установок;  $D$  – внутренний диаметр отложений в трубопроводе;  $T_o$  – температура окружающей среды.

Полученное условие В.С. Яблонский сформулировал следующим образом: «При оптимальном значении начальной и конечной температуры сумма стоимостей энергий, затрачиваемых на перекачку и подогрев на первой единице длины нефтепровода, равна такой же сумме, вычисленной для последней единицы длины нефтепровода».

Решение оптимизационной задачи, полученное профессором В.С. Яблонским, является не только строгим, свободным от каких-либо допущений. Оно также и очень изящно, что еще больше убеждает в его фундаментальности.

При всем при этом, на самом деле оно является бесспорным только при тех технических условиях, которые имели место во второй половине 1950-х годов. А тогда «горячую» перекачку осуществляли **поршневыми насосами**.

В наши дни перекачку с предварительным подогревом высоковязкой нефти, как известно, ведут, используя преимущественно центробежные насосы с нерегулируемой напорной характеристикой. Поэтому расход в трубопроводе устанавливается сам собой, исходя из равенства развиваемого напора и напора, затрачиваемого на перемещение транспортируемой среды.

Нельзя сказать, что в современных условиях уравнение (1) непригодно для оптимизации температурного режима «горячей» перекачки. Просто его решение стало итерационным: сначала надо задаваться неким расходом, затем выполнять расчеты по уравнению (1) и в заключение проверять правильность выбранной величины расхода при заданной погрешности его определения. Но из-за того, что в нем отсутствуют характеристики центробежных насосов, найденные величины температур  $T_n$  и  $T_k$  все равно будут приближенными.

Поэтому, когда в 2007 г. потребовалось рассчитать оптимальные начальные и конечные температуры «горячих» нефтепроводов, эксплуатируемых Западным филиалом АО «КазТрансОйл», да еще с перспективой изменения их пропускной способности по годам, нами была разработана и использована уточненная методика оптимизации температурного режима перекачки, справедливая при ведении перекачки центробежными насосами.

Суть ее такова. Для «горячего» нефтепровода, перекачивающие станции (НПС) которого оснащены центробежными насосами, в пределах одного технологического участка справедливо уравнение баланса напоров [9]

$$h_{\text{п}} + \sum_{i=1}^{n_{\text{н}}} a_{\text{ни}} - Q^{2-m} \cdot \sum_{i=1}^{n_{\text{н}}} b_{\text{ни}} = 1,02 \cdot \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v_{\text{ср}}^m \cdot L}{D_{\text{эф}}^{5-m}} + \Delta z + h_{\text{ост}} + \sum_{j=1}^n h_{\text{потерь}j} \quad (2)$$

где  $h_{\text{п}}$  - напор подпорных насосов;  $a_{\text{ни}}, b_{\text{ни}}$  - коэффициенты в уравнении, описывающем напорную характеристику  $i$ -го основного насоса;  $n_{\text{н}}$  - количество последовательно включенных основных насосов;  $\beta, m$  - коэффициенты в формуле Л.С. Лейбензона;  $Q$  - объёмный расход нефти;  $v_{\text{ср}}$  - ее среднеинтегральная кинематическая вязкость;  $L$  - длина технологического участка нефтепровода, м;  $h_{\text{ост}}$  - остаточный напор;  $D_{\text{эф}}$  - эффективный диаметр нефтепровода;  $\Delta z$  - разность высотных отметок конца и начала нефтепровода;  $h_{\text{потерь}j}$  - потери напора в обвязке  $j$ -й НПС из  $n$  работающих, равные

$$h_{\text{потерь}j} = \frac{\Delta P_j}{\rho g}.$$

При заданном плановом расходе нефти и количестве насосов, включенных на всех НПС из формулы (2) несложно найти необходимую величину среднеинтегральной вязкости (в степени  $m$ ), при которой план перекачки выполняется

$$v_{\text{ср}}^m = \frac{D_{\text{эф}}^{5-m}}{1,02 \cdot \beta \cdot Q^{2-m} \cdot L} \cdot (h_{\text{п}} - h_{\text{ост}} - \sum_{j=1}^n h_{\text{потерь}j} - \Delta z + \sum_{i=1}^{n_{\text{н}}} a_{\text{ни}} - Q^{2-m} \cdot \sum_{i=1}^{n_{\text{н}}} b_{\text{ни}}) \quad (3)$$

Из опыта эксплуатации известно, что подогретая высоковязкая нефть в трубопроводах АО «КазТрансОйл» ведет себя как ньютоновская жидкость. Поэтому для описания изменения ее кинематической вязкости в зависимости от температуры применима формула Рейнольдса – Филонова [9]. По ней несложно вычислить соответствующую величину среднеинтегральной температуры нефти на перегоне между тепловыми станциями подогрева  $T_{\text{ср}}$ , а затем начальную и конечную температуры потока по формулам:

$$T_{\text{н}} = T_{\text{о}} + (T_{\text{ср}} - T_{\text{о}}) \cdot \frac{\text{Шу}}{1 - e^{-\text{Шу}}}; \quad (4)$$

$$T_{\text{к}} = T_{\text{о}} + (T_{\text{н}} - T_{\text{о}}) \cdot e^{-\text{Шу}}, \quad (5)$$

где Шу – число Шухова.

Найденная величина  $T_{\text{н}}$  не должна превышать максимально допустимой  $[T_{\text{н}}]$  (например, температуры разгонки нефти), а величина  $T_{\text{к}}$  - минимально допустимой  $[T_{\text{к}}]$  (например, застывания) температуры нефти.

Стоимость топлива, расходуемого в единицу времени на подогрев нефти на каждой тепловой станции

$$\mathcal{E}_{\text{ТС}} = \frac{\sigma_{\text{т}} \cdot G \cdot c_p \cdot (T_{\text{н}} - T_{\text{к}})}{Q_{\text{нс}} \cdot \eta_{\text{т}}}, \quad (6)$$

где  $\sigma_{\text{т}}$  - цена единицы объема/массы топлива, сжигаемого на тепловых станциях;  $Q_{\text{нс}}$  - низшая теплота его сгорания;  $\eta_{\text{т}}$  - КПД печей подогрева;  $c_p$  – массовая теплоемкость нефти.

Стоимость электроэнергии, расходуемой на перекачку в единицу времени

$$\mathcal{E}_{\text{НПС}} = \sigma_{\text{э}} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot \left( \frac{h_{\text{п}}}{\eta_{\text{пн}}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{н}}} a_{\text{ни}} - Q^2 \cdot \sum_{i=1}^{n_{\text{н}}} b_{\text{ни}}}{\eta_{\text{мн}}} \right), \quad (7)$$

где  $\sigma_{\text{э}}$  - цена 1 кВт\*ч электроэнергии;  $\rho$  – плотность нефти;  $\eta_{\text{мн}}$ ,  $\eta_{\text{пн}}$  - КПД соответственно основных и подпорных насосов.

Суммарные затраты в единицу времени на ведение перекачки составляют

$$\mathcal{E} = \sum_{f=1}^{n_{\text{ТС}}} \mathcal{E}_{\text{ТС}f} + \mathcal{E}_{\text{НПС}}, \quad (8)$$

а их удельная величина на перекачку и подогрев 1 т нефти

$$\mathcal{E}_{\text{уд}} = \frac{\sum_{f=1}^{n_{\text{ТС}}} \mathcal{E}_{\text{ТС}f} + \mathcal{E}_{\text{НПС}}}{G}, \quad (9)$$

где  $n_{\text{ТС}}$  - количество включенных в работу тепловых станций.

Оптимальному режиму работы «горячего» трубопровода соответствует минимальное значение величины  $\mathcal{E}_{\text{уд}}$ .

Количество последовательно включенных основных насосов должно быть распределено по НПС таким образом, чтобы выполнялись ограничения по максимально допустимому давлению на выходе нефтеперекачивающих станций и по бескавитационной работе насосов.

Таким образом, разработанная методика, впервые изложенная в работах [10 - 12], позволяет рассчитать и выбрать оптимальный режим работы «горячего» нефтепровода с учетом использования центробежных насосов, имеющих нерегулируемую напорную характеристику.

В качестве примера ниже приведены результаты расчетов оптимального режима работы технологического участка Атырау – Большой Чаган АО «КазТрансОйл» в 2007 г. В результате анализа многочисленных вариантов сочетания количества включенных насосов на НПС, диаметра их роторов и температур было установлено, что при заданном плане перекачки на НПС «Атырау», «Индер» и «Большой Чаган» должно быть включено по 2 основных насоса, а тепловые станции «Карманово», «Антоново» и «Барановка» должны быть отключены. Установившееся при этом распределение давления и температуры по длине технологического участка представлено в таблице 1.

Таблица 1–Варианты распределения давления и температуры по длине технологического участка Атырау – Большой Чаган

| № режима                                                                                                            | Показатели, их размерность   | Величина показателей  |              |                       |             |             |              |                        | Удельные затраты на перекачку и подогрев 1 т нефти, руб/ч |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|-------------|-------------|--------------|------------------------|-----------------------------------------------------------|
|                                                                                                                     |                              | НПС Атырау            | ТС Карманово | НПС Индер             | ТС Антоново | ТС Сахарный | ТС Барановка | НПС Большой Чаган      |                                                           |
| Осенне-зимний период                                                                                                |                              |                       |              |                       |             |             |              |                        |                                                           |
|                                                                                                                     | $P_{BX} \cdot 10^{-5}$ , Па  | 3,3                   | 30,5         | 19,3                  | 43,4        | 34,6        | 23,7         | 28,7                   | 22,9                                                      |
|                                                                                                                     | $P_{BЫX} \cdot 10^{-5}$ , Па | 38,0 <sup>*)</sup>    | 27,5         | 52,2 <sup>*)</sup>    | 40,4        | 31,6        | 20,7         | 40,7 <sup>**) )</sup>  |                                                           |
|                                                                                                                     | $t_H$ , °C                   | 60,6                  | 44,5         | 60,0                  | 44,1        | 62,1        | 48,9         | 61,8                   |                                                           |
|                                                                                                                     | $t_K$ , °C                   | 44,5                  | 32,9         | 44,1                  | 35,4        | 48,9        | 40,7         | 46,2                   |                                                           |
|                                                                                                                     | $P_{BX} \cdot 10^{-5}$ , Па  | 3,3                   | 38,5         | 27,1                  | 46,9        | 37,9        | 26,8         | 24,1                   | 22,1                                                      |
|                                                                                                                     | $P_{BЫX} \cdot 10^{-5}$ , Па | 46,1 <sup>**) )</sup> | 35,5         | 55,2 <sup>**) )</sup> | 43,9        | 34,9        | 23,8         | 51,3 <sup>**) )</sup>  |                                                           |
|                                                                                                                     | $t_H$ , °C                   | 60,3                  | 41,7         | 56,2                  | 41,3        | 58,1        | 45,8         | 57,8                   |                                                           |
|                                                                                                                     | $t_K$ , °C                   | 41,7                  | 30,8         | 41,3                  | 33,1        | 45,8        | 38,1         | 44,4                   |                                                           |
|                                                                                                                     | $P_{BX} \cdot 10^{-5}$ , Па  | 3,3                   | 38,3         | 26,6                  | 50,2        | 41,1        | 29,7         | 26,8                   | 21,4                                                      |
|                                                                                                                     | $P_{BЫX} \cdot 10^{-5}$ , Па | 46,3 <sup>*)</sup>    | 35,3         | 58,8 <sup>*)</sup>    | 47,2        | 38,1        | 26,7         | 53,1 <sup>**) )</sup>  |                                                           |
|                                                                                                                     | $t_H$ , °C                   | 59,3                  | 39,1         | 52,7                  | 38,7        | 54,4        | 42,9         | 56,1                   |                                                           |
|                                                                                                                     | $t_K$ , °C                   | 39,0                  | 30,9         | 38,7                  | 31,0        | 42,9        | 35,7         | 41,6                   |                                                           |
| Весенне-летний период                                                                                               |                              |                       |              |                       |             |             |              |                        |                                                           |
|                                                                                                                     | $P_{BX} \cdot 10^{-5}$ , Па  | 3,3                   | 34,28        | 26,57                 | 50,16       | 41,06       | 29,66        | 26,81                  | 13,4                                                      |
|                                                                                                                     | $P_{BЫX} \cdot 10^{-5}$ , Па | 39,23 <sup>*)</sup>   | 32,28        | 57,79 <sup>*)</sup>   | 47,16       | 38,06       | 26,66        | 53,24 <sup>**) )</sup> |                                                           |
|                                                                                                                     | $t_H$ , °C                   | 51,16                 | 45,86        | 51,48                 | 42,93       | 51,24       | 45,78        | 51,77                  |                                                           |
|                                                                                                                     | $t_K$ , °C                   | 45,86                 | 40,26        | 42,93                 | 39,15       | 45,78       | 42,28        | 45,32                  |                                                           |
|                                                                                                                     | $P_{BX} \cdot 10^{-5}$ , Па  | 3,3                   | 29,07        | 16,53                 | 39,19       | 29,49       | 17,30        | 13,87                  | 13,3                                                      |
|                                                                                                                     | $P_{BЫX} \cdot 10^{-5}$ , Па | 38,86 <sup>*)</sup>   | 26,07        | 52,12 <sup>*)</sup>   | 36,19       | 26,49       | 14,30        | 53,42 <sup>**) )</sup> |                                                           |
|                                                                                                                     | $t_H$ , °C                   | 39,58                 | 35,97        | 39,86                 | 33,89       | 39,67       | 35,88        | 40,03                  |                                                           |
|                                                                                                                     | $t_K$ , °C                   | 35,97                 | 32,09        | 33,89                 | 31,29       | 35,88       | 33,46        | 35,56                  |                                                           |
|                                                                                                                     | $P_{BX} \cdot 10^{-5}$ , Па  | 3,3                   | 30,48        | 19,25                 | 43,38       | 34,63       | 23,69        | 21,18                  | 15,2                                                      |
|                                                                                                                     | $P_{BЫX} \cdot 10^{-5}$ , Па | 38,25 <sup>*)</sup>   | 27,48        | 54,22 <sup>*)</sup>   | 40,38       | 31,63       | 20,69        | 48,41 <sup>**) )</sup> |                                                           |
|                                                                                                                     | $t_H$ , °C                   | 58,45                 | 52,13        | 58,80                 | 48,67       | 58,53       | 52,05        | 59,16                  |                                                           |
|                                                                                                                     | $t_K$ , °C                   | 52,13                 | 45,46        | 48,67                 | 44,17       | 52,05       | 47,88        | 51,49                  |                                                           |
| <sup>*)</sup> диаметр ротора 430 мм; <sup>**) )</sup> диаметр ротора 450 мм; <sup>**) )</sup> диаметр ротора 460 мм |                              |                       |              |                       |             |             |              |                        |                                                           |

Каков экономический эффект от применения разработанной методики? Покажем это на примере.

В осенне-зимнем периоде (таблица 1) оптимальным является режим перекачки с удельными затратами  $E_{min} = 21,4 \frac{\text{руб}}{\text{т}}$ . Предположим, что «из опыта прошлых лет» диспетчер выбрал не самый плохой режим с  $E_{max} = 22,9 \frac{\text{руб}}{\text{т}}$ . Разность двух этих значений после умножения на объем перекачки дает величину экономического эффекта, равную 5,49 млн руб. Всего за год экономический эффект составил бы 37,5 млн руб, а за 5 лет, для которых была выполнена



оптимизация режимов перекачки – 143,93 млн руб. Данная цифра получена, без учета инфляции и ряда других факторов, но она явно показывает эффективность применения разработанной методики расчета.

#### Выводы

1 Научное наследие, оставленное профессором В.С. Яблонским в области оптимизации температурных режимов «горячей» перекачки, продолжает развиваться применительно к современным условиям.

2 Разработана и успешно апробирована методика оптимизации температурных режимов перекачки нефти с предварительным подогревом, учитывающая использование для ее ведения центробежных насосов с нерегулируемой напорной характеристикой.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Методы обнаружения, предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений на магистральных нефтепроводах / М.Н. Казанцев, С.Н. Замалаев, Ф.В. Тимофеев и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. №3. С. 50-54.
- 2 Ляпин А.Ю., Нурмухаметов Р.Р. Проблемы учета высоковязкой нефти с помощью турбинных преобразователей расхода// Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. №4. С. 407-411.
- 3 Применение противотурбулентных присадок на «горячих» нефтепроводах/ В.В. Жолобов, Г.В. Несын, Ф.С. Зверев и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. №5. С. 496-509.
- 4 Черников В.И. Оптимальные режимы перекачки и температура подогрева нефти перед перекачкой / В кн. Вопросы транспорта, хранения нефти и машиностроения / Труды МНИ им И.М. Губкина. Вып.17. М.: Гостоптехиздат, 1956. С. 71-81.
- 5 Абрамзон Л.С. Оптимальные параметры работы горячих трубопроводов // Нефтяное хозяйство. 1979. № 2. С. 53 -54.
- 6 Филатова А.Н. Гаррис Н.А. Определение оптимальных режимов работы недогруженных неизотермических трубопроводов. В кн. Проблемы ресурсосбережения в народном хозяйстве /Сб. научн. статей. Вып.1. Уфа.: Науч. изд-во «Башкирская энциклопедия», 2000. С.156.
- 7 Расчет оптимальной температуры перекачки для транспортировки нефти/ У.К. Жапбаспаев, Е.С. Махмотов, Т.Т. Бекибаев и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. №4. С. 61-65.
- 8 Яблонский В.С. Анализ некоторых вопросов перекачки подогретых жидкостей по трубопроводам / В кн. Вопросы транспорта, хранения нефти и машиностроения /Труды МНИ им И.М. Губкина. Вып.17. М.: Гостоптехиздат, 1956. С. 3 - 42.
- 9 Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для ВУЗов. Ростов-на-Дону: Феникс, 2016. 540 с.
- 10 Коршак А.А. Проблема выбора оптимальных режимов «горячей» перекачки// Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 10-летию АО «КазТрансОйл»// Алматы, 2007. С.16-17.
- 11 Korshak A. Optimum Parameters Calculation of Hot Crude Oil in Pipeline Transportation// The 4-th International Conference of Oil/Gas Reservoir Geology and Exploitation. Chengdu, 2007. P.13.
- 12 Korshak A. Study of Optimal Parameter Computing Method in the Process of Oil Transportation// Journal of Southwest Petroleum University. 2011. V.33. No.1. P.1-18.



**ОСТОЙЧИВОСТЬ ПЛАВАЮЩИХ ПОКРЫТИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ***П.В. Кузнецов, ООО «Автосеть РБ», В.А. Кузнецов, г. Уфа*

Большинство современных резервуаров для хранения лёгких углеводородов оснащены плавающими покрытиями (ПП), использование которых снижает выбросы лёгких углеводородов в атмосферу [1]. При эксплуатации этих резервуаров, наблюдаются заклинивание ПП на направляющих стойках, а угол наклона ПП к горизонту достигает  $9^\circ$  [2, 3]. Считают, что заклинивания являются колебания – качка ПП под действием ветровой нагрузки [4].

Если принять это утверждение, то следует отметить, что высота волны, например, в резервуаре вместимостью 5000т и диаметром 22м, должна быть не менее 3,48м. Динамическое воздействие волны такой высоты должно привести к разрушению резервуара, чего не происходит в практике, так как при ветровом воздействии амплитуда колебания ПП в резервуарах на порядок ниже тех, при которых происходит заклинивание.

Проблеме снижения последствий качки ПП посвящен ряд работ, в которых рассмотрены некоторые конструкции успокоителей качки [4, 5]. Однако эффективность их применения в РВСПП экспериментально не показана.

В данной работе сделана попытка определения эффективности применения успокоителей качки ПП. Экспериментальные исследования по определению устойчивости ПП проведены на физической модели (масштаб 1:20) РВСПП-5000. Модель резервуара (рисунок 1), оснащена смотровым окном, патрубком для заполнения резервуара жидкостью, опорными стойками и ребром жесткости. ПП выполнено из тонкого пластика (рисунок 2), снабжено поплавками, опорными стойками с успокоителями и уплотняющим затвором.



Рисунок 1 – Модель резервуара  
1 – резервуар; 2 – ребро жесткости;  
3 – смотровое окно;  
4 – патрубок для заполнения жидкостью;  
5 – опорные стойки резервуара

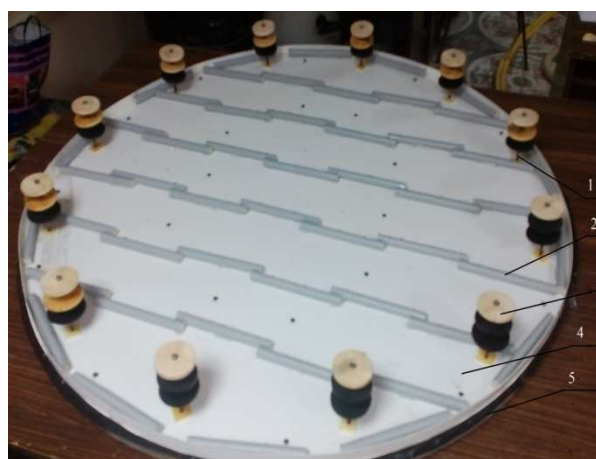


Рисунок 2 – Модель понтона  
1 – опорная стойка; 2 – поплавок;  
3 – диски-успокоители; 4 – мембрана;  
5 – уплотняющий затвор

В процессе экспериментов определяли число колебаний ПП с и без успокоителей качки. Были использованы два размера дисков-успокоителей ( $\varnothing_1 =$

23,6мм и  $\varnothing_2 = 56,1\text{мм}$ ). Для каждого угла наклона (0-9°) и диаметра диска-успокоителя выполнено по 6 параллельных опытов.

По этим данным построены графики (рисунок 3) числа колебаний ПП.

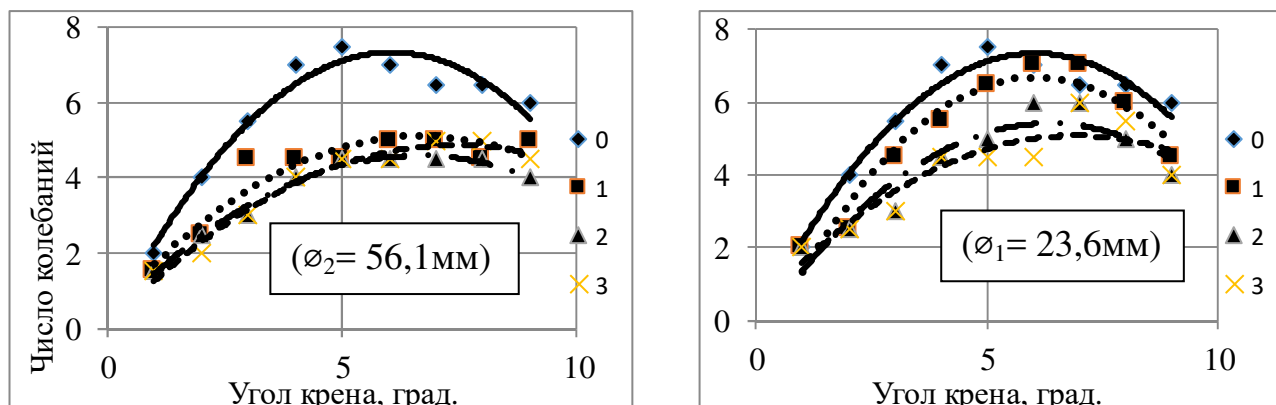


Рисунок 3 – Зависимость количества колебаний ПП от угла крена и количества дисков-успокоителей качки на опорной стойке

$$\begin{aligned}
 Y_0 &= -0,2018x^2 + 2,4434x - 0,0476 & Y_0 &= -0,2018x^2 + 2,4434x - 0,0476 \\
 (R^2 &= 0,952) & (R^2 &= 0,952) \\
 Y_1 &= -0,1044x^2 + 1,4027x + 0,4048 & Y &= -0,2089x^2 + 2,5387x - 1,0238 \\
 (R^2 &= 0,893) & (R^2 &= 0,940) \\
 Y_2 &= -0,0990x^2 + 1,3153x + 0,2262 & Y &= -0,1407x^2 + 1,7903x - 0,2738 \\
 (R^2 &= 0,985) & (R^2 &= 0,874) \\
 Y_3 &= -0,0882x^2 + 1,3070x + 0,0357 & Y &= -0,0985x^2 + 1,3682x + 0,3333 \\
 (R^2 &= 0,976) & (R^2 &= 0,830)
 \end{aligned}$$

Таким образом установлено, что применение успокоителей качки колебания ПП становится меньше, но не значительно. Пик числа колебаний приходится на 5-6° крена ПП. С увеличением угла его крена, число колебаний становится меньше из-за того что один край понтона уходит под жидкость а другой приподнимается над ней. В следствии чего с одного края жидкость заходит на понтон а под другим образуется воздушная подушка.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коршак А. А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. – Уфа: ООО«ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 144с
2. Галеев В.Б. Аварии резервуаров и способы их предотвращения . диссертация - Уфа: УГНТУ, 2004. – 168с.
3. Лукьянова В.А. (Михайлова В.А.), Лукьянова И.Э. Мустафин Ф.М. Исследования вопросов повышения работоспособности вертикальных стальных резервуаров с понтонами. / Вестник национального технического университета Украины Киевский политехнический институт. Машиностроение. Выпуск 63. – Киев. 2011. – С.92-98.
4. Пат. №2302365 РФ.МКП плавающее покрытие для резервуара. / Мустафин Ф.М., Лукьянова И.Э., Рябинин В.П. (РФ); Оpubл. 10.07.2007 // Бюл. №19. – 7с.
5. Пат. на полезную модель №111118 РФ. Плавающее покрытие для резервуара. / Мустафин Ф.М., Лукьянова И.Э., Лукьянова В.А. (РФ); Оpubл. 10.12.2011. // Бюл. №34. – 2с.

## **ПРИМЕНЕНИЕ МЕТАНО-ВОДОРОДНОЙ СМЕСИ В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВНОГО ГАЗА В КАМЕРЕ СГОРАНИЯ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ**

*Е.А. Кузнецова, А.А. Каримова, Р.Р. Фарухшина, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время ПАО «Газпром» разрабатывает стратегию по достижению углеродной нейтральности к 2050 году. Одним из актуальных методов реализации данной программы является возможность применения метано-водородной смеси (МВС) в качестве топлива.

МВС представляет собой смесь природного газа (метана) и водорода. Исследования показали, что ее использование не только снижает загрязнение атмосферы выбросами на 30%, но также улучшает эксплуатационные характеристики: снижает расход топливного газа и увеличивает производительность двигателя.

В зависимости от концентрации добавления водорода в топливо будут меняться такие параметры, как температура горения, длина пламени, концентрация вредных веществ, выпускаемых в атмосферу, устойчивость горения, а также давление на выходе из камеры сгорания.

Известно, что компания ПАО «Новатэк» собирается модернизировать камеру сгорания газовой турбины SGT-800 на заводе «Ямал СПГ» для того, чтобы использовать МВС с содержанием водорода в 40%.

В доказательство положительного влияния использования МВС как топлива было произведено моделирование процесса горения метана и смеси (40%  $H_2$  и 60%  $CH_4$ ) при помощи программы ANSYS и проведено сравнение результатов. Для эксперимента была взята простейшая камера сгорания с входными отверстиями, через которые поступает воздух и топливный газ, диаметрами 50 и 40 мм соответственно.

В результате моделирования было выявлено, что температура горения МВС ниже температуры горения метана примерно на 100 К. Также при сжигании МВС концентрация  $CO_2$  понизилась на два порядка, и относительная эмиссия  $CO_2$  со 100% сократилась до 83,28% по сравнению с результатами, полученными при горении метана.

В дальнейшем планируется провести моделирование процесса горения МВС с добавлением 20% водорода, так как ПАО «Газпром» планирует модернизировать газотурбинные установки на компрессорных станциях для данной концентрации.

Водород обладает высокой теплотворной способностью (превышает теплоту сгорания природного газа в 2-3 раза), а также является экологически чистым энергоносителем. Благодаря этим свойствам МВС имеет большой потенциал и является перспективным направлением в достижении производства с низкой долей эмиссий.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Метано-водородные смеси [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://hydrofuel.ru/hythane.html/> (дата обращения 05.11.2021г.).
- 2 Метано-водородная энергия для низкоэмиссионного развития [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/metano-vodorodnaya-energiya-dlya-nizkoemissionnogo-razvitiya/> (дата обращения 05.11.2021г.).
- 3 Shell поменяет немецкий бензин на водород [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://oilcapital.ru/news/companies/05-11-2021/shell-pomenyaet-nemetskiy-benzin-na-vodorod/> (дата обращения 06.11.2021г.).

УДК 621.6:629.039.58

## **РАЗРАБОТКА СТРАТЕГИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАДАННОГО УРОВНЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ КРИТЕРИЕВ КОНЦЕПЦИИ РИСКА**

*О.А. Курасов, ТПУ, г. Томск*

Основной задачей технической диагностики и мониторинга состояния объектов магистрального транспорта газа, испытывающих постоянные природно-климатические и эксплуатационные нагрузки, является своевременная оценка технического состояния при их функционировании в пределах заданных проектных режимов работы и параметров. Результаты контроля и испытаний служат основой для оценки остаточного ресурса и выбора наиболее эффективного типа технического обслуживания и ремонта [1].

В исследовании рассматривается актуальная тема обеспечения безопасного и бесперебойного функционирования опасных производственных объектов газотранспортных систем, что предполагает разработку мероприятий, связанных с предотвращением возникновения аварий и аварийных ситуаций, а также минимизацией рисков нанесения ущерба третьим лицам при эксплуатации магистральных газопроводов. Определение необходимого и достаточного объема, а также периодичности ремонтных работ. Анализ существующих методов прогнозирования и возможность их применения в качестве инструмента для выявления отказа магистрального участка газопровода в период нормальной эксплуатации.

Целью работы является выявление закономерностей развития дефектов различной природы от технических и эксплуатационных параметров магистрального газопровода. Задачами являются: оценка наработки до отказа в зависимости от картины дефектных повреждений; построение вероятностной модели развития дефектов, в том числе коррозионных растрескиваний металла под напряжением.

Актуальной остается проблема выявления отказа магистрального газопровода заблаговременно. Применение статистических методов, теории вероятностей и аппарата искусственных нейронных сетей позволят повысить достоверность результатов по предупреждению отказа. Эффективное применение методов прогнозирования поможет снизить вероятность ошибок, позитивно повлияет на уровень управленческих решений и точность выявления времени и места отказа [2]. Точность прогноза характеризуется степенью соответствия ве-

личины вероятности безотказной работы газопровода, полученной в результате прогноза и фактической нагрузки.

Для достижения поставленных целей и решения задач была проведена обработка статистических данных результатов технического диагностирования; рассчитан остаточный ресурс магистрального газопровода в соответствии с глубиной коррозионных поражений; выявлены факторы, которые оказывают большее влияние на выбор метода прогнозирования вероятности безотказной работы магистрального газопровода; произведен сравнительный анализ методов прогнозирования; разработан алгоритм получения сведений, позволяющих построить прогноз; установлена зависимость развития дефектов.

Практической ценностью работы является обоснованное сокращение затрат, связанных с ликвидацией последствий возможных аварийных ситуаций и эффективностью проведения ремонтных работ на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта и хранения природного газа.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Kurasov, O. A. Substantiation of methods of improving safety of pipeline gas transportation / O.A. Kurasov, P. V. Burkov // E3S Web of Conferences, Saint Petersburg, 31 мая – 06 2021 года. – Saint Petersburg, 2021. – DOI 10.1051/e3sconf/202126601012.
2. Курасов, О. А. Научно-методическое обоснование проблем определения ресурса и управления сроком безопасной эксплуатации опасных производственных объектов магистрального трубопроводного транспорта природного газа / О. А. Курасов // Актуальные проблемы недропользования: Тезисы докладов XIX Всероссийской конференции-конкурса студентов и аспирантов, Санкт-Петербург, 12–16 апреля 2021 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2021. – С. 45-47.

УДК 622.692.4:539.43

#### **АНАЛИЗ РИСКА АВАРИЙ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА**

*О.А. Курасов, ТПУ, г. Томск*

Большое количество эксплуатируемых опасных производственных объектов (ОПО) промышленной инфраструктуры трубопроводного транспорта газа приближаются к своему первоначальному проектному сроку службы или уже превысили его. Целью данного исследования является обсуждение руководящих принципов оценки и продления ресурса безопасной эксплуатации ОПО для обеспечения технической и эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта газа, а также определение и описание механизмов, из-за которых происходит снижение физической и функциональной долговечности ОПО, с учетом человеческого, природного и техногенного факторов на всех стадиях жизненного цикла. Закономерности механизмов старения обеспечат основу для продления ресурса безопасной эксплуатации ОПО применительно к объектам газовой промышленности.

В соответствии с принципом упреждающего технического обслуживания ОПО, категория «условных предельных состояний», – переходов от исходных

штатных к предельным состояниям, – может охватывать условия, реализация которых не обязательно требует использования по прямому назначению или вывода из эксплуатации элементов газотранспортных систем (ГТС). Эти состояния служат «уровнями», которые запускают ряд мероприятий, направленных либо на техническое перевооружение эксплуатируемых объектов ГТС, либо на поддержание их технического состояния и целостности.

Анализ риска аварий представляет собой инструмент для количественной оценки ущерба и планирования мероприятий по защите подвергшихся воздействию работников и людей в прилегающих районах.

Риски  $R(\tau)$ , сформированные на определенной стадии жизненного цикла  $\tau$ , оцениваются в соответствии с вероятностью  $P(\tau)$  отказов, аварийных или катастрофических ситуаций и ущербам  $U(\tau)$  как

$$R(\tau) = P(\tau) \cdot U(\tau). \quad (1)$$

Функция риска лучше всего подходит для оценки безопасности оборудования, поскольку она содержит оценки потенциальных потерь. Ущерб  $U(\tau)$  ОПО, как правило, рассчитывается исходя из спектра выполняемых работ, поэтому следует использовать универсальный метод сравнительной оценки риска на каждом из этапов жизненного цикла оборудования.

Обеспечение требуемого уровня технической и эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта газа может быть достигнуто путем анализа чрезвычайных ситуаций. При работе технических систем аварийная ситуация является проявлением технологических опасностей. В целом, случаи несчастных ситуаций и происшествий должны быть исследованы на предмет травм и бедствий различных масштабов, произошедших в течение определенного периода во время эксплуатации объектов промышленной инфраструктуры. Наиболее эффективный способ снижения уровня риска для каждого объекта – использование промышленных стратегий управления безопасностью, где рассматриваются численные критерии «приемлемости риска», зависящие от эффективности технологического процесса. Анализ аварий является эмпирической основой для принятия техногенных мер безопасности при количественной оценке рисков [1].

Приемлемые риски  $[R(\tau)]$ , основанные на изучении критических отказов, инцидентов и катастроф, распределяются в соответствии с наиболее серьезными, жизненно важными параметрами  $P_k(\tau)$ ,  $U_k(\tau)$ ,  $R_k(\tau)$ , с запасом риска  $n_R$  ( $n_R \geq 1$ )

$$[R(\tau)] = \frac{R_k(\tau)}{n_R} = \frac{P_k(\tau) \cdot U_k(\tau)}{n_R}. \quad (2)$$

Определение количественного значения приемлемого риска касается, главным образом, установления приоритетов в деятельности, позволяющей наиболее эффективно повышать безопасность, а не принципов, формирующих представление о целях безопасности, которые в конечном итоге должны быть достигнуты.

Обеспечение безопасности с помощью функции риска должно удовлетворять следующему условию:

$$S(\tau) > 0 \text{ при } R(\tau) \leq [R(\tau)]. \quad (3)$$

Сложность в реализации условия (3) заключается в необходимости вероятностных моделей прогнозируемых нагрузок, напряжений и прочности отдельных компонентов системы. Кроме того, необходимо установить приемлемую норму риска  $[R(\tau)]$ , что может быть очень проблематичным в настоящее время из-за отсутствия достаточной статистики потерь.

Современные оценки рисков и продления сроков безопасной эксплуатации ОПО отражают новый подход в управлении их работоспособности. Это может быть достигнуто путем научно обоснованного использования подходов линейной и нелинейной механики деформаций и разрушений, анализа рисков, обоснования безопасной эксплуатации ОПО и предотвращения аварий на них [2]. Базовый комплекс стандартов прочности, ресурса и безопасности объектов транспорта природного газа должен включать последовательное выполнение этих соотношений с учетом структурных, технологических и эксплуатационных параметров.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Kurasov, O. A. Risk assessment and ranking after design improvement of the gas transmission system / O. A. Kurasov, P. V. Burkov // Topical issues of rational use of natural resources : Scientific conference abstracts, St Petersburg, 17–19 июня 2020 года. – St Petersburg: Санкт-Петербургский горный университет, 2020. – Р. 111-112.
2. Махутов, Н. А. Расчетно-экспериментальные подходы к анализу и обеспечению ресурса и срока безопасной эксплуатации промышленных объектов / Н. А. Махутов, М. М. Гаденин, А. С. Печеркин, Б. А. Красных // Безопасность труда в промышленности. – 2020. – № 1. – С. 7-15.

УДК 620.9

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НА НПС С ПРИМЕНЕНИЕМ НВИЭ**

*А.А. Кутушев, Р.Р. Каримова, У.Р. Самситдинов, УГНТУ, г. Уфа*

На сегодняшний день большое внимание уделяется энергосберегающим мероприятиям и снижению загрязнения окружающей среды. Так, использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ), а именно использование солнечной и ветровой энергетики набирает популярность с каждым днем, позволяя сократить пагубное влияние на окружающую среду, повысить рациональность использования источников энергии и экономичность их производства.

НВИЭ используются для покрытия нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, а также для выработки электроэнергии, что делает более экономически и экологически эффективным эксплуатацию объектов нефтегазовой отрасли. У регионов, расположенных на Урале, большой потенциал использования НВИЭ.

Наибольшую популярность в мире среди нетрадиционных источников энергии получили гибридные электростанции (ветро-солнечные). Совместная

работа ветро-солнечных установок является более стабильной и надежной, в сравнении с тем, как они работают по отдельности.

В настоящей работе проанализирована принципиальная возможность применения ветро-солнечной энергетики на нефтеперекачивающих станциях.

Основным источником энергии являются солнечные коллекторы, в связи более рациональным применением на НПС. Ветроустановки служат резервом. Для установки подобраны вакуумные солнечные коллекторы EG 390, так как имеют значительные преимущества перед плоскими коллекторами. А также предлагаем установить бак-аккумулятор АСВ САР, объем которого составляет 1500 литров, стоимость 172 225 руб./шт.

Таблица 1 – Результаты расчетов солнечного горячего водоснабжения для НПС Черкасы

| Наименование                                                                                | НПС Черкасы |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Широта                                                                                      | 54°53'54''  |
| Разность температур между теплоносителем и окружающей средой, °С                            | 72,4        |
| Температура холодной воды ( $t_b$ ), °С                                                     | 15          |
| Температура горячей воды ( $t_r$ ), °С                                                      | 60          |
| Коэффициент положения СК для солнечной радиации ( $P_o$ )                                   | 0,75        |
| Интенсивность падающей солнечной радиации в плоскости коллектора ( $q$ ), Вт/м <sup>2</sup> | 3601        |
| Расход горячей воды (G) в сутки, м <sup>3</sup> /сут                                        | 1500        |
| Суммарное количество теплоты (q), кДж                                                       | 3329,82     |
| Количество сэкономленного топлива (dB), ГДж/год                                             | 158653,66   |
| Количество сэкономленного топлива в денежном выражении (dPt), руб./год                      | 793268,30   |
| КПД СК                                                                                      | 66          |
| Площадь солнцепоглощающей поверхности установок (A), м <sup>2</sup>                         | 119         |
| Число необходимых коллекторов (n), шт.                                                      | 82,35       |
| Капитальные затраты (L), руб.                                                               | 14127944,6  |
| Суммарный объем баков-аккумуляторов (V), м <sup>3</sup>                                     | 9,52        |
| Полный расход (G), м <sup>3</sup> /ч                                                        | 2,62        |
| Скорость движения теплоносителя в проходных сечениях змеевиков каждой подгруппы БА (w), м/с | 0,14        |
| Площадь поверхности бака (FБА), м <sup>2</sup>                                              | 10,87       |
| Количество аккумулируемой теплоты (Q1), кДж                                                 | 282825      |
| Допустимые потери теплоты (Q2), кДж/ч                                                       | 589,22      |
| Коэффициент теплопередачи (k), Вт/(м <sup>2</sup> · К)                                      | 0,292       |
| Толщина слоя, м                                                                             | 0,17        |
| Среднее количество солнечных часов в сутки в месяце с наименьшей солнечной радиацией        | 7,44        |
| Срок окупаемости системы, лет                                                               | 18,01       |

В ходе работы был выполнен расчет, предложенного внедрения НВИЭ для НПС Черкасы. А также стоит отметить то, что комбинированные ветро-солнечные системы рекомендуются при среднегодовых скоростях ветра от 4 м/с, иначе можно получить от ветро-энергетической установки выработку, которая будет меньше паспортных характеристик.



#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бубенчиков А.А., Нурахмет Е.Е., Руденок А.И., Молодых В.О. Солнечная энергия как источник электрической энергии // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. Вып. 5 (47) Ч. 3. С. 59–62.
2. Зайцева М.Л. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии: из прошлого через настоящее в будущее. Нижний Новгород, 2012. [http://masters.donntu.org/2015/etf/mukha/library/article\\_9.htm](http://masters.donntu.org/2015/etf/mukha/library/article_9.htm).
3. Матрунчик А.С., Бурков А.И. Использование солнечной энергии в системах горячего водоснабжения Using of the Solar Energy in Hot Water Systems // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Строительство и архитектура. 2015. № 2. С. 237–247.
4. РД 34.20.115-89. Методические указания по расчету и проектированию систем солнечного обогрева.
5. ВСН 52-86. Установки горячего солнечного водоснабжения. Нормы проектирования.

УДК 625.12

### **ВЫЯВЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОГО МЕХАНИЗМА ДЕЙСТВИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ И ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК**

*Л.А. Латыпова, В.Р. Шуваева, Я.А. Коннов, УГНТУ, г. Уфа*

Режимы работы продуктопровода необходимо регулировать из-за нестабильной нагрузки на нефтепровод, которая обусловлена различной закономерностью работы поставщиков нефти, нефтепровода и потребителей (НПЗ); изменения вязкостных характеристик техногенных углеводородов из-за сезонного изменения температуры, а также состава нефтесмесей; отключения электрооборудования на какой-либо нефтеперекачивающей станции (НПС), отсутствия запасов нефти на головной станции или свободной емкости на конечном пункте; аварийных или регламентных ремонтных работ, отказов оборудования НПС, срабатывания защит [4]. Некоторые из этих факторов действуют систематически, другие – периодически. [1-3]. Из уравнения баланса напоров следует, что все методы регулирования можно условно разделить связанные с варьированием показателей НПС и с изменением параметров трубопровода (применение лупингов, вставок большего или меньшего диаметров, противотурбулентных и депрессорных присадок; очистка внутренней полости трубопровода и др.).

Целью данной исследовательской работы явилось выявление возможного механизма действия противотурбулентных и депрессорных присадок при перекачке нефти и нефтепродуктов.

Гидравлический метод с применением различных присадок дает различные результаты экономии энергии в зависимости от условий эксплуатации магистральных трубопроводов (МТ) [3]. Противотурбулентные присадки (ПТП) рекомендуют добавлять в светлые нефтепродукты и маловязкие нефти для уменьшения гидравлического сопротивления в трубопроводе. В качестве присадок используются полимерные вещества, обладающие длинномерными (в виде цепочек) молекулами. Длинномерные молекулы уменьшают турбулентные пульсации, обуславливающие бесполезные затраты энергии на перемешивание частиц жидкости при турбулентном режиме перекачки. Первые опыты были проведены в 1946 году в США. В России опыты по выявлению механизма дей-

ствия ПТП проводили на кафедре ТХНГ МНИ им. Губкина еще в 1964 году. Первое применение присадок в промышленности произошло в 1979 году на Трансаянском трубопроводе. В настоящее время объем перекачки с противотурбулентными присадками растет как на нефте-, так и на нефтепродуктопроводах. Вначале использовались такие материалы как полиизобутилен (ПИБ), полиакриламид (ПАА). Лидером по разработке присадок является канадско-американская фирма «CONOCO». Их лучшая и наиболее дорогая присадка – это CDR-102. На наших трубах применяется «Necad-456». Эффективность применения ПТП оценивается уменьшением гидравлического сопротивления в среднем до 25%. Количество добавляемой присадки в среднем составляет 10-40 г/т нефти или нефтепродукта (оптимальная величина) [1, 3]. Решение о применении присадки обосновывается технико-экономическим расчетом. Ограничения при применении ПТП – при прохождении через насосы присадки разрушаются. ПТП используются на последнем перегоне или на лимитирующих участках МТ.

Депрессорные присадки применяются при перекачке высоковязких нефтей и нефтепродуктов, их добавка снижает вязкость нефти и напряжение сдвига, а также температуру застывания. Все это приводит к снижению гидравлического сопротивления при перекачке подобных жидкостей и к экономии электроэнергии. Природными депрессорами являются асфальто-смолистые вещества, содержащиеся в нефти. Но их концентрация не значительна, чтобы повлиять на энергоэффективность транспортировки нефти. Поэтому только дополнительная добавка в концентрации 0,12-0,15 % объем. способствует достижению снижения сопротивления. Применяются полимерные ПАВ. Марки присадок в России – ДН-1, ДНП-1.

Механизм действия присадок пока окончательно не выяснен, но предполагается, что молекулы присадок осаждаются на выделяющихся кристаллах парафиновой решетки и мешают образованию прочной решетки кристаллов парафина, тем самым повышают текучесть нефти.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абдрахманов, Н.Х., Тимофеев, А.А., Шарафиев, Р.А. и др. Техносферная безопасность на предприятиях нефтегазовой отрасли. Учеб. пособие под общей ред. Р.Г. Шарафиева/Н.Х. Абдрахманов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – 304 с.
2. Бахтизин, Р.Н., Радионова, С.Г., Лисин, Ю.В. и др. Энциклопедия безопасности жизнедеятельности. Учеб. пособие / Р.Г. Шарафиев, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев, В.В. Ерофеев. – М.: Недра, 2016. – 719 с.
3. Киреев, И.Р., Бисенгулова, Э.М., Барахнина, В.Б. Новый способ защиты от коррозии резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Тезисы докладов XIV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2019», 23-24 мая 2019 г., – Уфа: Издательство УГНТУ, 2019. – С. 247-248.
4. Фаттахова, Э.З., Барахнина, В.Б. О практике снижения минимальных безопасных расстояний при строительстве объектов магистральных трубопроводов. Экологический вестник России, №6, 2014. – С. 20-23.
5. Янтирякова, А.Р., Сайфуллина, А.Ш., Барахнина, В.Б. Анализ возможных сценариев возникновения и развития аварий на морских участках нефтепроводов. В кн.: Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2016», Уфа, Издательство УГНТУ, 2016. – С. 329-331.

## **ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ ДЕФИЦИТА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ И ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ СТОКОВ РЕК СТРАНЫ**

*Е.А. Локина, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа*

Предложен алгоритм для выбора оптимального с точки зрения затрат метода для повышения пропускной способности участков нефтепровода, в основе которого лежит условие достижения требуемого уровня прироста производительности перекачки при минимальных приведенных затратах на реализацию метода, включающих как разовые капитальные вложения, так и изменение уровня операционных расходов, зависящих от объема перекачки.

В работе рассмотрены актуальные вопросы, проблемы и пути решения водоснабжения дефицитных и засушливых районов страны, в том числе перераспределением водных стоков полноводных сибирских рек, сильно разливающихся в паводковый период. В частности, приведен комплексный обзор опыта в решении задач водообеспечения как за счет опреснения морской воды и использования подземных источников, так и за счет строительства каналов и магистральных водоводов, – от футуристических идей до реализованных и имеющих уже многолетний положительный опыт эксплуатации проектов. Отдельное внимание было уделено отечественному союзному опыту, планам о повороте крупных рек для снабжения центрально азиатских республик, первых в мире атомных установок для опреснения морской воды и магистрального водовода для снабжения Мангышлакского полуострова. По результатам выполненного анализа определены основные недостатки, области, ограничения и преимущества различных вариантов водоснабжения, позволяющие сделать вывод о возможности вовлечения не востребуемых мощностей магистральных нефте- и газопроводов для решения задач компенсации дефицита водных ресурсов, в том числе за счет перераспределения водных стоков полноводных сибирских рек страны. Для решения данной задачи необходимо будет исследовать вопросы перевода нефтегазопроводов и продуктопроводов под транспорт подготовленной очищенной воды, включая санацию существующих и строительство новых участков без рисков потери качества воды. Тем не менее уже сейчас можно сделать вывод, что магистральный трубопроводный транспорт воды как минимум, более безопаснее и экологичнее других способов, а протяженные магистрали вдоль всей страны позволят решать ряд сопутствующих проблем регионов и в перспективе могут стать одним из главных источников для комплексов производства зеленого водорода методом электролиза.

## **ВЛИЯНИЕ СМЕШЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ПОТОКОВ СТОЧНЫХ ВОД НА ОБРАЗОВАНИЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ**

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

Работа посвящена исследованию эффективности методов предотвращения солеотложений при смешении различных потоков сточных вод в трубопроводах и технологическом оборудовании.

Нестабильная вода вызывает коррозию металлических и бетонных поверхностей и образование отложений карбоната кальция на этих поверхностях. Традиционно, стабильность потока можно определить с помощью индекса Ланжелье [1].

При этом следует учитывать, что каждый отдельно взятый изолированный поток может находиться в стабильном состоянии, т.е. значение индекса стабильности Ланжелье находится в пределах от -0,2 до 0,2, а смешение нескольких независимых потоков может привести к изменению общего индекса стабильности и к образованию нерастворимых солей, либо к коррозии металла технологических трубопроводов и оборудования [2]. Таким образом, задача смешения независимых потоков достаточно актуальна и требует анализа с учетом ионного состава всех вод, участвующих в смешении.

В данной работе приведены результаты экспериментальных исследований смешения изолированных потоков различного качества с точки зрения образования отложений нерастворимых солей. В качестве исходных образцов для проведения экспериментальных исследований были взяты 4 потока сточных вод различных по составу и назначению с промышленных производственных площадок, которые в дальнейшем объединяются в единый технологический поток.

Для решения выявленной проблемы была изучена эффективность методов стабилизации смеси потоков сточных вод методами подкисления и карбонизации (продувкой углекислым газом). При исследовании подкисления было произведено сравнение эффективности использования различных кислот с учетом их класса опасности и операционных экономических затрат.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

- 1 Ивчатов, А. Л. Химия воды и микробиология / А.Л. Ивчатов – М.: ИНФРА-М, 2006. – 218 с.
- 2 Узбеков, Р.Б. Методика определения склонности добываемых и сточных вод к отложению сульфата и карбоната кальция / Р.Б. Узбеков, Р.Я. Кучумов, Р.Ф. Хайруллин // – Уфа: 1982. – 47 с.
- 3 Алексеев, Е.В. Физико-химическая очистка сточных вод / Е.В. Алексеев // Учебное пособие. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2007. – 248 с.
- 4 Организация работ по борьбе с солеотложениями в нефтепромысловом оборудовании / Метод. указания компании / ООО «РН-Юганскнефтегаз». – М., 2011. – С. 22-50.
- 5 Яковлев, С.В. Водоотведение и очистка сточных вод / С.В. Яковлев, Ю.В. Воронов / Учебник для вузов: – М.: АСВ, 2004. – 704 с.

# МЕТОД ХАРАКТЕРИСТИК И ЕГО ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ГАЗОПРОВОДА С ОТВОДОМ

С.А. Лукин<sup>1,2</sup>, Д.И. Ширянов<sup>1</sup>, В.В. Васильковский<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва,

<sup>2</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва

В настоящее время большая часть стационарных и квазистационарных процессов трубопроводного транспорта газа хорошо изучена и имеет подробное расчетное описание. Более интересными (в плане оптимизации соответствующих технологий) и сложными для изучения являются нестационарные процессы, которые в основном рассчитываются с помощью специализированных программ. Однако даже при наличии таких программ пользователь не может с уверенностью говорить о достоверности результатов расчетов, так как не имеет ясного представления о том, какие формулы заложены в программу.

Цель работы – разработать математическую модель и алгоритм для расчета нестационарного процесса, возникающего при эксплуатации газопроводов, на основе метода характеристик.

В работе [1] Лурье М.В. излагает теорию метода характеристик в приложении к задачам трубопроводного транспорта газа. В работе [2] Некляев А.В. разработал программы, основанные на методе характеристик, для решения различных задач трубопроводного транспорта газа. При этом в работе [2] во всех решаемых задачах рассчитывался газопровод без каких-либо разветвлений.

В рамках данной работы была разработана математическая модель для расчета теоретической операции «опорожнение газопровода через полное сечение отвода» (схема приведена на рисунке 1), выполняемой на разветвленной трубопроводной системе, а также алгоритм решения указанной задачи, который можно использовать для разработки программы.

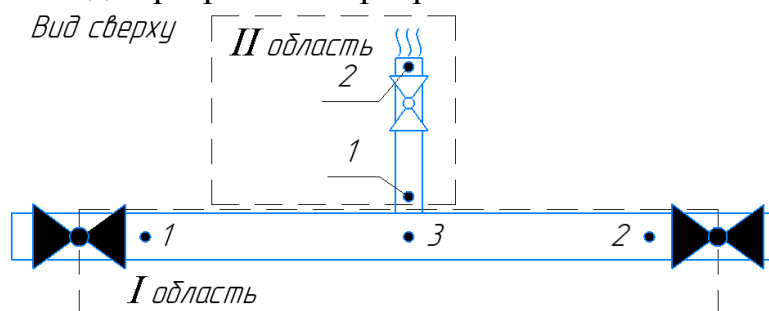


Рисунок 1 – Схема задачи «опорожнение газопровода через полное сечение отвода»

Наиболее проблемным в данной модели было соединение отвода с основным газопроводом (точка 1 области II и точка 3 области I). Для связывания параметров данных точек была разработана система математических уравнений (1). Обозначения и единицы измерения в математической системе (1) соответствуют приведенным в работе [2].

$$\left\{ \begin{array}{l}
\left[ \begin{array}{l}
p_{0,m} - (\rho \cdot c)_{0+1/2,m-1} \cdot V_{0,m} = \left[ \frac{p}{\Delta t} - \frac{\rho c V}{\Delta t} - c \cdot \Phi_1 + \frac{(y-1)}{\rho \cdot \left( \frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T} \cdot \Phi_2 \right]_{0+1/2,m-1} \cdot \Delta t \\
T_{0,m} - \left[ \frac{p}{C_p \cdot \rho^2} \cdot \left( \frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \right]_{0-1/2,m-1} \cdot p_{0,m} = \left[ \frac{\Phi_2}{C_p \cdot \rho} \cdot \Delta t + T - \frac{p^2}{C_p \cdot \rho^2} \cdot \left( \frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \right]_{0-1/2,m-1} \\
\rho_{0,m} \cdot S_{II} \cdot V_{0,m} = G_3(m)
\end{array} \right]_{II} \\
\left[ \begin{array}{l}
p_{n,m} + (\rho \cdot c)_{n-1/2,m-1} \cdot V_{n,m}^{3+} = \left[ \frac{p}{\Delta t} + \frac{\rho c V}{\Delta t} + c \cdot \Phi_1 + \frac{(y-1) \cdot \Phi_2}{\rho \cdot \left( \frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T} \right]_{n-1/2,m-1} \cdot \Delta t \\
p_{n,m} - (\rho \cdot c)_{n+1/2,m-1} \cdot V_{n,m}^{3-} = \left[ \frac{p}{\Delta t} - \frac{\rho c V}{\Delta t} - c \cdot \Phi_1 + \frac{(y-1) \cdot \Phi_2}{\rho \cdot \left( \frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T} \right]_{n+1/2,m-1} \cdot \Delta t \\
T_{n,m} - \left[ \frac{p}{C_p \cdot \rho^2} \cdot \left( \frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \right]_{n-1/2,m-1} \cdot p_{n,m} = \left[ \frac{\Phi_2}{C_p \cdot \rho} \cdot \Delta t + T - \frac{p^2}{C_p \cdot \rho^2} \cdot \left( \frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \right]_{n-1/2,m-1} \\
\rho_{n,m} \cdot S_I \cdot (V_{n,m}^{3+} - V_{n,m}^{3-}) = G_3(m) \quad \text{при } n = n_3 \\
[p_{0,m}]_{II} = [p_{n3,m}]_I \\
[T_{0,m}]_{II} = [T_{n3,m}]_I
\end{array} \right]_I
\end{array} \right.$$

В дальнейших исследованиях планируется усовершенствовать разработанную математическую модель для решения более сложных и приближенных к реальности задач трубопроводного транспорта газа.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебник. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. – 477 с.
2. Некляев А. В. Теория и расчет истечения газа из газопровода высокого давления в штатных и аварийных ситуациях : диссертация ... кандидата технических наук : 25.00.19 / Некляев Алексей Васильевич; [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина]. - Москва, 2010. - 187 с.

## **СБЕРЕЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

*А.С. Люкин, ООО «Газпром трансгаз Чайковский», г. Чайковский,  
С.В. Кутаев, УГНТУ, г. Уфа*

При эксплуатации компрессорных станций на магистральных газопроводах значительные расходы природного газа приходится на работу газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Природный газ расходуется на собственные нужды и технологические потери. Значительную долю составляют потери, связанные со стравливанием газа в атмосферу из технологического контура ГПА при выводе агрегата из работы. Это является основным недостатком устройства трубопроводной обвязки центробежного компрессора (ЦБК), особенность которого заключается в том, что компримированный газ из контура обвязки от входного крана №1 до выходного крана №2 полностью стравливается в атмосферу через свечной кран №5. Стравленный газ, в этом случае, является не только потерянными энергоресурсом, но и загрязняющим атмосферу парниковым газом [1].

Для сокращения выбросов природного газа при эксплуатации компрессорных станций известен способ опорожнения контура ЦБК через эжектор, «активный газ» которого отбирается из коллектора нагнетания с давлением 7,4 МПа в коллектор всасывания с давлением 5,4 МПа [2]. Газ через трубопровод, соединяющий эжектор с обвязкой ЦБК (между кранами № 1 и №2), эжектируется «активным газом» до заданного давления. Недостатком данного способа сохранения природного газа является перепуск технологического газа («активного газа») по кольцу, что приводит к дополнительным расходам топливного газа на работу ГПА, поэтому актуальным остается вопрос разработки способа выработки газа, исключающего дополнительные расходы энергоресурсов.

В работе рассмотрен вариант использования остаточного технологического газа из контура ЦБК для обеспечения топливным газом работающих ГПА [3]. При реализации такого технического решения технологический газ с контура ЦБК остановленного ГПА направляется в установку подготовки топливного, пускового и импульсного газа (УПТПИГ) через фильтр к регулятору, а от регулятора в общий коллектор топливного газа, смешиваясь с уже подогретым топливным газом с общей системы редуцирования. Недостатком представленного варианта является то, что из контура трубопроводной обвязки (ТПО) ЦБК газ выработается до давления топливного газа, остаточный газ из контура стравливается в атмосферу.

В качестве способа, позволяющего выработать природный газ из контура ЦБК до минимального давления предложен вариант откачки технологического газа с помощью эжектора, установленного на узле редуцирования УПТПИГ.

Комбинированный способ выработки газа из технологического контура ЦБК с применением эжектора позволит рационально использовать практически весь объем газа на собственные нужды компрессорной станции.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байков И.Р. Исследование выбросов парниковых газов на газотранспортных предприятиях/ И.Р. Байков, С.В. Китаев, И.А. Шаммазов, А.В. Медведев//Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2008. – №3. – С. 114-116.
2. Усманов Р.Р. Система опорожнения оборудования компрессорных станций на основе струйного эжектора/Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, А.В. Сорвачев, И.И. Бодров//Газовая промышленность. – 2021.–№8(820).–С.110-118.
3. Патент на полезную модель РФ №175387. Чучкалов М.В., Галикеев А.Р., Китаев С.В., Гадельшина А.Р. Способ подготовки топливного и пускового газа/ ООО «Газпром трансгаз Уфа»; заявл. 04.05.2016; опубл. 01.12.2017.

УДК 625.12

### **АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ МОРСКИМ СПОСОБОМ**

*К.А. Маликова, С.Д. Барахнина, Я.А. Коннов, УГНТУ, г. Уфа*

Транспортировка нефти и нефтепродуктов морским и речным способами в России по объемам перевозки занимает второе место после магистральных трубопроводных систем. Наиболее распространенным видом морского транспорта нефти и нефтепродуктов является танкер. Их в мире насчитывается около 12600 единиц. В танкере оборудуют систему трубопроводов, по которой откачанная нефть попадает в резервуары порта. Если нефть имеет высокую плотность или при достаточно низкой температуре окружающей среды, то до начала перекачки нефть подвергается нагреву. Наибольший риск возгорания существует при балластных переходах. Из-за остатков нефти в танках образуются летучие газы, которые могут образовать взрывоопасную смесь [1]. В соответствии с установленными данными, вероятность аварии за один переход танкера оценивается величиной  $10^{-5} \dots 10^{-7}$  [2, 5]. Разлив нефти определяется разгерметизацией грузового танка.

Статистика показывает, что большинство аварий связано с посадками на мель и столкновения с различными препятствиями. Для крупнотоннажных танкеров наиболее вероятной причиной аварийности является столкновения. При авариях других судов (пассажирских, сухогрузных) возможность разлива топлива зависит от места расположения и объемов топливных баков и характера аварии (столкновение, посадка на мель, разлом). Топливные цистерны могут располагаться в двойном дне, двойных бортах, танках (расположенных в пределах МО и в районе туннеля гребного вала), диптанках. Считается, что риск потери или разрушения танкера равен  $1 \cdot 10^{-6}$  для танкеров с одинарным корпусом. На Балтийском море, в среднем, происходит 125 аварий с судами в год [3, 5]. Подавляющая часть аварий приходится на долю Юго-Западной части моря (проливы Дании). Так же считается достаточно опасными некоторые зоны вблизи Хельсинки. Финскому заливу досталось 19% происшествий.

Главным фактором эффективности работы системы противодействия



разливам нефти являются выявление причин, влияющих на создание аварийных ситуаций, определение вероятного ущерба от каждой ситуации и расчеты риска возникновения аварийных разливов нефти. Изучение аварий и их причин, а также разработка способов и планов ликвидации разливов нефти имеют важное значение в борьбе с возможными аварийными разливами.

Сильный ветер, волнение, низкая температура окружающей среды затрудняют операции по сбору нефтепродуктов, усугубляют состояние судна, могут привести к полному разрушению корпуса танкера, тем самым увеличивается объем сброшенной нефти в море.

Выяснено, что не только танкеры причастны к разливам нефти. Все, что относится к нефтяной промышленности, представляет опасность возникновения аварии. По состоянию на 2013 год выявлено 6451 инцидентов/аварий, происшедших с разными морскими сооружениями в мире, что подтверждено данными World Offshore Accident Dataset (WOAD) of DNV [1, 4]. По месту возникновения инциденты/аварии разделились следующим образом: 3505 случаев было зафиксировано в Северном море, 1685 случаев зафиксировано в Мексиканском заливе, 45 случаев произошли в Средиземном море, остальные 1216 случаев относятся к другим регионам. На морские платформы приходится 265 случаев, или 4,11 % из зафиксированных аварий. Основными причинами аварий морских платформ являются: коррозия, механические повреждения, удары судами/сетями и столкновения с ними, штормы, оползни, дефекты металла труб/соединительных деталей (металлургические, заводские дефекты), прочие и неизвестные. Последствиями аварийных событий являются потери нефти или газа при его истечении, возгорание горючего продукта, ранение или гибель людей, загрязнение окружающей среды и т.д. [2].

Несмотря на то, что интенсивность роста строительства морских платформ датируется началом XXI века, аварии на данных объектах известны еще с 70-х годов прошлого столетия. Всего с середины 70-х годов XX века было зарегистрировано более 30 крупных аварий на морских платформах с массовой гибелью людей. В результате данных аварий погибло более 800 человек, нанесенный ущерб оценивается в сотни миллионов долларов, а также неопределимым экологический ущерб в результате неконтролируемых выбросов нефти и нефтепродуктов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абдрахманов, Н.Х., Тимофеев, А.А., Шарафиев, Р.А. и др. Техносферная безопасность на предприятиях нефтегазовой отрасли. Учеб. пособие под общей ред. Р.Г. Шарафиева/Н.Х. Абдрахманов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – 304 с.
2. Бахтизин, Р.Н., Радионова, С.Г., Лисин, Ю.В. и др. Энциклопедия безопасности жизнедеятельности. Учеб. пособие / Р.Г. Шарафиев, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев, В.В. Ерофеев. – М.: Недра, 2016. – 719 с.
3. Киреев, И.Р., Бисенгулова, Э.М., Барахнина, В.Б. Новый способ защиты от коррозии резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Тезисы докладов XIV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2019», 23-24 мая 2019 г., – Уфа: Издательство УГНТУ, 2019. – С. 247-248.

4. Фаттахова, Э.З., Барахнина, В.Б. О практике снижения минимальных безопасных расстояний при строительстве объектов магистральных трубопроводов. Экологический вестник России, №6, 2014. – С. 20-23.
5. Янтирякова, А.Р., Сайфуллина, А.Ш., Барахнина, В.Б. Анализ возможных сценариев возникновения и развития аварий на морских участках нефтепроводов. В кн.: Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2016», Уфа, Издательство УГНТУ, 2016. – С. 329-331.

УДК 622.691.4

## **МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ**

*Ю.С. Матвеева, АО «МОСГАЗ», г. Москва*

Природный газ является одним из самых дешевых и экологичных энергоносителей, поэтому его использование находит широкое применение как в промышленности, так и в сфере бытового обслуживания жилых и общественных зданий [1].

Природный газ к простым потребителям – жилым домам, общественным зданиям и объектам коммунально-бытового назначения – подается по сети газопроводов низкого давления, в которые природный газ поступает из газопроводов газораспределительных сетей среднего и высокого давления через ГРП и ШБДГ, на которых идет понижение давления и поддержание его величины на заданном уровне на выходе из ГРП и ШБДГ соответственно [2]. Поэтому вопросы ремонта и обслуживания газораспределительных сетей являются актуальными для любого газового городского хозяйства.

В настоящее время ремонт участков или замена оборудования на газораспределительных сетях осуществляется следующими способами: с отключением и без отключения газоснабжения потребителей. При отключении газоснабжения обязательно проводится пуск газа в домах и у коммунально-бытовых потребителей специальными службами, что обеспечивает исключение газовой смеси в газопроводах потребителей.

При проведении ремонтных работ на газопроводе низкого давления без отключения газоснабжения потребителей существует два варианта. Первый вариант возможен только в кольцевой системе газоснабжения, когда газ может подаваться потребителю сразу по двум направлениям.

Второй вариант чаще всего используется при тупиковой схеме газоснабжения. Для обеспечения бесперебойной подачи природного газа потребителю необходима установка байпаса, по которому газ будет подаваться дальше к потребителям, минуя ремонтируемый участок (рисунок 1). Однако, в данном случае возникает вопрос подбора самого байпаса – типа (металлический или резиноканевый), а также определение его диаметра.

При установке байпасов организации, эксплуатирующие газораспределительные сети, часто берут диаметр с запасом для того, чтобы не отключить потребителей от газоснабжения. Однако, в данном случае возникают две проблемы. Во-первых, выбор байпаса с запасом по диаметру является неудобна для ремонтной бригады и в некоторых случаях приходится использовать спец тех-

нику. Во-вторых, нет точного гидравлического расчета байпаса и не определен расход газа, который может обеспечить выбранный байпас, что может привести к прекращению газоснабжения домов или аварийному отключению ГРП.

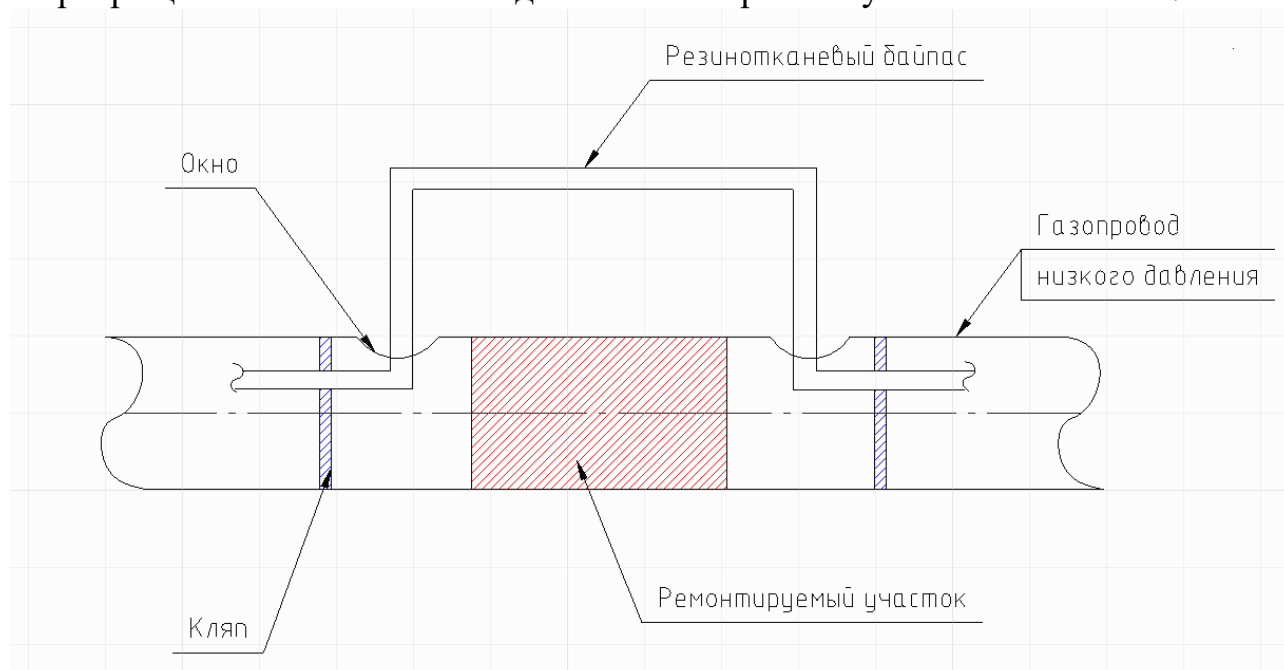


Рисунок 1 – Схема установки байпаса при ремонтных работах на газопроводе низкого давления

В связи с вышесказанным определение расхода газа в момент проведения ремонтных работ важным вопросом, т.к. от этого зависит точность определения диаметра байпасного устройства и, следовательно, бесперебойность подачи природного газа потребителям. Существуют различные методики определения потребления газа, представленные в [3-5], но фактическое потребление газа потребителями может отличаться от рассчитанных по данным методикам. Поэтому актуальным является создание методических рекомендаций по определению требуемого диаметра байпаса при заданных расходах газа и протяженности байпаса.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Короленок А.М., Короленок В.А., Комаров Д.Н., Шестаков Р.А. Газоснабжение. Курс лекций: учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2019. – 148 с.
2. Алихашкин А.С. и др. Технологическое оборудование трубопроводного транспорта газа: учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021 – 117 с.
3. Ионин А.А. Газоснабжение: учеб. для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Стойиздат, 1989. – 439 с.
4. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. URL: [http://helpeng.ru/template/library/sp/sp\\_42-101-2003.pdf](http://helpeng.ru/template/library/sp/sp_42-101-2003.pdf) (дата обращения: 11.10.2021).
5. Васильев Г.Г., Сенцов С.И., Леонович И.А. Сети газоснабжения: учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. – 79 с.

Постоянно развивающаяся промышленность неизбежно ведет к конкуренции. Большинство компаний, в поисках путей к повышению отдачи, применяют «бережливое производство», забывая про то, что основной вклад в оптимизацию этого производства вносят инженеры, проектировщики и конструкторы. Оптимизируя их работу по проектированию, можно добиться больших результатов.

Конструкторы, которые постоянно занимаются развитием конечного продукта, ищут новые решения при проектировании, упрощают не только условия производства, но и организационно-управленческую систему всего предприятия. Подсистема бережливого проектирования продукции влияет на конкурентоспособность продукта и на создание близкой к идеальной системы предприятия. Руководители обязаны понять, что именно инженеры и конструкторы являются основным ресурсом в повышении эффективности производства, ведь это они диктуют, что и как будет работать в процессе строительства, а в дальнейшем эксплуатации продукта.

Внедрение системы бережливого проектирования можно разбить на два основных этапа:

Этап №1 Составление бережливого мышления. Применяется на этапе внедрения способов и методов бережливого производства. Потребительская ценность, потери, методы решения проблем, поток создания ценности. Данный этап направлен на исправление существующих систем;

Этап №2 Создание творческого мышления с использованием способов и методов функционально-стоимостного анализа - ФСА, теории решения изобретательских задач - ТРИЗ. Данный этап направлен на совершенствование исправленных систем.

В среднем сокращение времени разработки и проектирования продукции на 25% достигается благодаря использованию простых способов и методов бережливого проектирования в технологическом процессе разработки продукции.

Одним из возможных способов осуществления бережливого проектирования является применение технологий BIM-проектирования, в котором предполагается, что будет спроектирована и смоделирован весь цикл жизни конечного продукта, от создания до его отказа. Также упрощается взаимосвязь всего персонала через заданные последовательные действия.

Объектом исследования является нефтяная скважина. При проектировании скважин и площадочных объектов, происходит состыковка различных областей проектирования, таких как: генеральный план площадки, электротехническая часть и КИПиА, технологические решения, принятые на конкретном кусте. Все эти задачи, как правило, выполняются разными отделами компании, разными людьми и очевидно, что оптимизируя их работу, задав конкретную последовательность и рабочий поток, можно добиться хороших результатов в

экономии времени и средств при проектировании. Разрабатывая новые решения при проектировании скважин и площадочного оборудования можно сократить расходы и повысить отдачу, все это позволяет реализовать применение бережливого проектирования.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. О.Р. Мусин. Бережливое проектирование, как фундамент повышения [Электронный ресурс]: статья. / О.Р. Мусин. – Электрон. Текстовые дан. – Москва, 2013. – Режим доступа: [www.leanzone.ru](http://www.leanzone.ru), свободный.
2. Adil Ahamed, M. A. (2017). Implementation of lean tools, case study. International journal of engineering research in Africa, 29, 175-185.

УДК 661.91-404

### **РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ХРАНЕНИИ НА КРИОАЗС**

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

Сжиженный природный газ (СПГ) давно зарекомендовал себя как один из перспективных видов топлива для различных типов транспорта, таких как, дальнобойный магистральный автомобильный, железнодорожный, водный, а также карьерная и сельскохозяйственная техника [1]. В целом использование природного газа в качестве моторного топлива обусловлено несколькими важными основными составляющими:

- экологичный фактор;
- фактор безопасности;
- технический фактор;
- экономический фактор.

Экологический фактор связан с количеством выбросов азота и углекислого газа, которое намного меньше на метане, нежели чем у бензинового и дизельного двигателя [2]. А также известно, что в выхлопах газового транспорта полностью отсутствуют сажа и соединения серы, и именно это обеспечивает в 9 раз меньшую задымленность и загрязнение воздуха [3]. В настоящее время, все большее внимание уделяется проблемам экологии [4]. Так, например, в Российской Федерации с 1 июля 2021 года вступила в силу экологическая поправка в правила дорожного движения (ПДД), которая в свою очередь позволяет властям в регионах страны устанавливать ограничения для транспортных средств, которые не соответствуют нормам по выбросам загрязняющих и вредных веществ. Таким образом, используя газомоторное топливо, повышается экологичность транспортных средств.

Фактор безопасности выделяет преимущественно природный газ, так как он наиболее безопасен в своей эксплуатации, нежели нефтяные виды топлива, ввиду того что он, во-первых, легче воздуха, во-вторых, его нижний предел температуры самовоспламенения во много раз выше, чем у бензина или дизеля.

Применение природного газа также положительно сказывается и на технических показателях эксплуатации двигателя, а именно довольно низкий уровень износа его деталей и, следовательно, повышенный срок его службы.

Если рассмотреть преимущества использования природного газа с экономической точки зрения, то известно, что он существенно дешевле традиционных видов топлив, особенно при учете субсидий государства [5].

Актуальность данной работы подтверждается тем, что в Российской Федерации достаточно слабо развита соответствующая инфраструктура для использования СПГ в качестве автомобильного моторного топлива. Для этого необходимо совершенствовать данный рынок, путем создания сети криоАЗС для реализации данного вида топлива.

Ввиду более распространенного потребления компримированного природного газа (КПГ), существует комплексное сбытовое решение, которое позволяет объединить два рынка моторного топлива (КПГ и СПГ), путем использования комбинированных криоАЗС. Такая автомобильная заправочная станция имеет возможность заправлять автомобили как СПГ, так и КПГ, ввиду наличия дополнительного модуля регазификации.

При реализации СПГ на криоАЗС существует весомый недостаток, который связан с возникновением возможных потерь газа в виду особенностей его хранения. Для того, чтобы избежать чрезвычайных ситуаций необходимо разрабатывать математические модели технологических параметров эксплуатации криоАЗС.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы - альтернатива нефти и нефтепродуктам // Транспорт на альтернативном топливе. 2009. № 4 (10). С. 7-9.
2. Штанько Е.О. [и др.] Газомоторное топливо как современная альтернатива традиционным видам топлива (сравнительный анализ) // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт: Научно-технический сборник №2. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. С.34-42.
3. Андрей Мазаев, Василий Зинин, Александр Тавдидишвили, Андрей Курин. ЭкоАвтономия // Транспорт на альтернативном топливе. 2021. С.9–17.
4. Комаров Д.Н., Шестаков Р.А. Анализ обеспечения промышленной безопасности в условиях применения альтернативных источников моторного топлива // В сборнике: Материалы конференций ГНИИ "Нацразвитие". 2018. С.57-62.
5. Дергунов В.С., Шестаков Р.А. Сравнительный анализ дизельной, газодизельной и газовой модификаций седельного тягача для магистральных грузоперевозок // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2020. № 4. С.77-90. doi: 10.33285/2073-9028-2020-4(301)-77-90.

## ИННОВАЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

*А.А. Никулин, УГНТУ, г. Уфа*

Коррозия (от лат. *corrosio*-разъедание) – это самопроизвольный процесс разрушения металлов в результате химического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой. Коррозии в той или иной степени подвержены все металлоконструкции вне зависимости от условий эксплуатации (на земле, под землей, под водой и т.д.). Причиной коррозии служит термодинамическая неустойчивость конструкционных материалов к воздействию веществ, находящихся в контактирующей с ними среде. В промышленном трубопроводном транспорте нефти и газа на долю коррозии приходится порядка 98% процентов аварий и инцидентов.

Перечислим имеющиеся способы защиты трубопроводов от коррозии:

- технологические;
- химические (применение ингибиторов);
- электрохимическая защита;
- применение коррозионностойких труб;
- изоляционные покрытия.

Все названные мероприятия широко распространены в трубопроводном транспорте, они появились достаточно давно, прошли испытания и хорошо себя зарекомендовали. Сложно предложить какой-либо другой метод, более совершенный, чем перечисленные выше методы. Тем не менее они присутствуют. Основной акцент при подборе инновационных методов сделан на снижение коррозионного влияния за счет совершенствования уже имеющихся способов защиты.

Рассмотрим некоторые из них:

- 1) Инновационные технологии в использовании метода ЭХЗ путем использования потенциала нулевого заряда;
- 2) Совершенствование метода снижения влияния внутренней коррозии за счет санации трубопроводов методом плотной посадки полиэтиленового лайнера;

Защита путем использования потенциала нулевого заряда включает в себя инновационный метод, способ и устройство для установления на поверхности защищаемого трубопровода (или объектов, эксплуатируемых в различных агрессивных средах) потенциала нулевого заряда с помощью периодического тока с обратным, регулируемым по амплитуде и длительности, импульсом и, как результат, достижение динамического равновесия между металлом и агрессивной средой. Следствием динамического равновесия является образование на поверхности защищаемого металла защитной пленки из солей, находящихся в агрессивной среде, толщиной до 0,25 микрона с характеристиками диэлектрика – омическим сопротивлением более 30 МОм. Срок образования защитной пленки составляет 3-4 недели после пуска станции электрохимической защиты

в эксплуатацию, после чего потребление электроэнергии станцией стремится к нулю. Плотность тока составляет менее  $0,006 \text{ А/м}^2$  в водных объектах и до  $0,001 \text{ А/м}^2$  в грунтах.

Санация трубопроводов методом плотной посадки полиэтиленового лайнера представляет собой плакирование внутренней поверхности стальных труб полиэтиленовой оболочкой, которая, в свою очередь, обеспечивает коррозионную стойкость сборной конструкции.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Инновационные технологии защиты трубопроводов от коррозии <https://glavportal.com/materials/инновационные-технологии-от-ао-новые-технологии-комплексная-система-защиты-трубопроводов-от-коррозионного-разрушения>.
2. Коррозия <https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/19752>

УДК 622.692.4.07

### ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПРОКЛАДКЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ЗАБОЛОЧЕННОЙ И ОБВОДНЕННОЙ МЕСТНОСТИ

*А.М. Овчаренко, Д.М. Овчаренко, А.В. Рудаченко, ТПУ, г. Томск*

При сооружении промышленных трубопроводов (ПТ) необходимо учитывать неблагоприятные факторы производства работ, одними из которых являются заболачивание территории и наличие обводненных участков. Основная сложность при строительстве трубопроводов с учетом указанных факторов заключается в неустойчивости, плавучести грунтов, что требует применения современных инженерных решений и технологий.

Цель работы – интеграция проектных решений прокладки трубопровода в заболоченной и обводненной местности.

Задачи: изучить основные проектные решения при прокладке трубопровода на болоте; выполнить типовые расчеты проектирования согласно нормативной документации; представить обобщенную модель технологических конструктивных решений прокладки промышленных трубопроводов в заболоченной и обводненной местности.

Проектные решения при проектировании промышленных систем в условиях заболоченности и обводненности приняты по ГОСТ Р 55990-2014, с учетом требований ФНП №534.

Для типового расчета примем характеристики проектируемого участка ПТ согласно таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика проектируемого ПТ

| Наименование                 | Характеристика                                  |
|------------------------------|-------------------------------------------------|
| Нефтегазосборный трубопровод | Диаметр и толщина – 114х6 мм                    |
|                              | Протяженность – 1500 м                          |
|                              | Транспортируемая среда – нефтегазоводяная смесь |
|                              | Рабочее давление – 4,0 МПа                      |
|                              | Узел запорной арматуры – 1 шт.                  |



Приведем сведения о категории и классе линейного объекта согласно ГОСТ Р 55990-2014: категория продукта – 7 (нефть с газовым фактором до 300 м<sup>3</sup>/т); класс НГС – III (номинальный диаметр DN100); категория ПТ в зависимости от назначения – «Н1» нормальная.

Категория участков ПТ определена в зависимости от условий прохождения трассы. Для унификации проектных решений, а также в связи с малой протяженностью участков отнесенных к «Н1» категории, категория всех проектируемых ПТ принята – «С».

После необходимо произвести обоснование диаметра ПТ. Для этого необходимо проанализировать физико-химические свойства нефти, газа и воды рассматриваемого месторождения, после чего провести гидравлический расчет ПТ. Далее выполняем расчет проектируемого ПТ на прочность и устойчивость. Результаты расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета толщины стенки

| Наименование параметра                                                        | Обозначение                                                                                     | Значение | Ед. изм. |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|
| Расчетная толщина стенки                                                      | $t_d = \max\{t_u; t_y\}$                                                                        | 1,2      | мм       |
| Кольцевые напряжения от внутреннего давления                                  | $\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n}$                                    | 43,7     | МПа      |
| Условие прочности для кольцевых напряжений                                    | $\sigma_h \leq \min\{R_m; R_y\}$                                                                | 218,19   | МПа      |
| Продольные напряжения, при отсутствии продольных и поперечных перемещений (+) | $\sigma_l = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R}$ | -161,2   | МПа      |
| Продольные напряжения, при отсутствии продольных и поперечных перемещений (-) |                                                                                                 | 208,1    | МПа      |
| Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса                       | $\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \cdot \sigma_l + \sigma_l^2}$                        | 234,0    | МПа      |
| Условие прочности для эквивалентных напряжений                                | $\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0$                            | 324,0    | МПа      |

Условие прочности для продольных и эквивалентных напряжений выполняется. Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется.

Приведем конструктивные решения при прокладке ПТ. В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 на переходе ПТ через обводненные участки произведен расчет на устойчивость положения ПТ против всплытия. Расчет показал, что ПТ диаметром 114х6 имеет устойчивое положение против всплытия, балластировка не требуется.

В местах пересечения искусственных преград проектируемый ПТ должен заключаться в защитный футляр (ЗФ). Диаметр ЗФ для проектируемого ПТ составляет 426 мм. ЗФ диаметром 426х10 с проложенной в нем трубой имеет положительную плавучесть. Для обеспечения устойчивости против всплытия предусматривается балластировка труб утяжелителями типа УБП (утяжелители железобетонные поясные) в количестве 31 единиц.

Представим обобщенную модель технологических конструктивных решений прокладки промысловых трубопроводов в заболоченной и обводненной местности: изучить характеристику участка строительства; привести характе-

ристику линейных объектов (сведения о категории и классе, характеристика параметров); обосновать выбранный диаметр, материал труб проектируемых линейных объектов; рассчитать трубопроводы на прочность и устойчивость; привести расчет срока службы трубопроводов; обосновать принципиальные конструктивные решения балластировки трубопроводов с применением утяжелителей; описать испытания на прочность и герметичность; разработать комплекты проектной и рабочей документации.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Белова, В.А. Способы балластировки магистральных трубопроводов / В.А. Белова, К.Г. Щербакова, А.А. Матва // Информационное обеспечение как двигатель научного прогресса: сборник статей Международной научно-практической конференции, Оренбург, 24 августа 2019 года. – Оренбург: Общество с ограниченной ответственностью "ОМЕГА САЙНС", 2019. – С. 14-16.

УДК 622.692

### **ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ПАРАФИНОВ**

*Г.М. Орлова, Д.Н. Пехтерев, Т.А. Иванова, СамГТУ, г. Самара*

Актуальность работы определена проблемами, возникающими при транспортировке высокопарафинистых нефтей. Эти проблемы связаны с положительной температурой застывания нефти с высоким содержанием парафина. Малые значения плотности и вязкости при высоких температурах и существенно возрастающие при близких к температуре застывания вызывают процессы кристаллизации высокомолекулярных парафинов в нефти. В связи с чем в значительной степени затрудняется процесс транспортировки. Целью данной работы является выявление и анализ факторов, оказывающих влияние на эффективность транспортировки высокопарафинистых нефтей.

Для достижения представленной цели сформулированы задачи:

- изучение состава и свойств АСПО в нефтепроводе, а также анализ механизма парафинизации трубопровода;
- оценка влияния различных факторов на толщину парафиновых отложений и интерпретация полученных зависимостей в виде графиков;
- расчет толщины парафиновых отложений в «горячем» нефтепроводе и изотермическом нефтепроводе, работающем при средней температуре перекачки.

Анализ проведенных расчетов показал следующие результаты:

1. Распределение отложений по длине «горячего» трубопровода отличается от изотермического. В начале участка толщина отложений в «горячем» нефтепроводе выше, но затем эта разница практически отсутствует.
2. Наибольшее влияние на толщину парафиновых отложений оказывает диаметр трубопровода. При постоянной производительности перекачки толщина отложений тем ниже, чем больше диаметр трубопровода.

3. Влияние производительности перекачки на толщину парафиновых отложений неоднозначно (Рисунок 1). В трубопроводах малых диаметров толщина отложений с ростом производительности понижается, а в трубопроводах больших диаметров наоборот повышается.

4. Влияние коэффициента шероховатости внутренней поверхности трубопровода на толщину парафиновых отложений незначительно по сравнению с другими факторами.

5. На толщину парафиновых отложений влияют не абсолютные значения температуры нефти и окружающей среды, а их разность. Чем она больше, тем толще слой отложений.

6. При высоких коэффициентах теплоотдачи между трубопроводом и окружающей средой толщина парафиновых отложений снижается, т.к. из-за повышенных теплотерь уменьшается разность температур перекачиваемой нефти и окружающей среды.

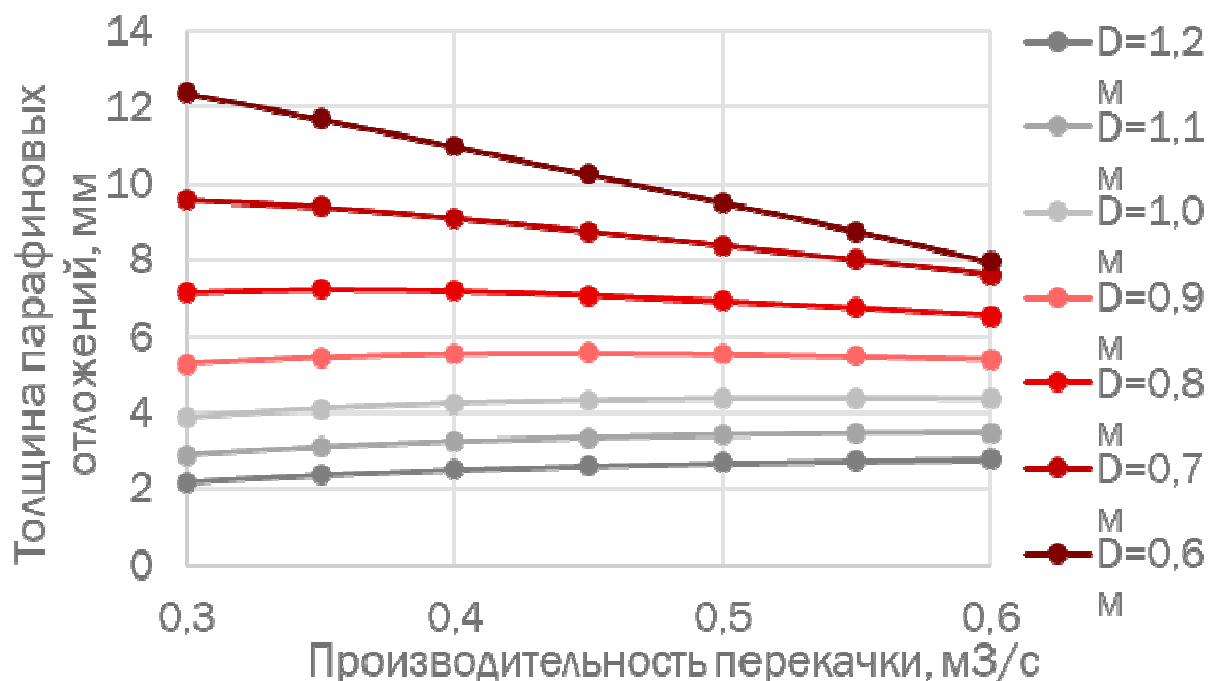


Рисунок 1 – График влияния производительности перекачки на толщину парафиновых отложений при различных значениях диаметра трубопровода

На основе исследования можно сделать следующие вывод о том, что такие факторы, как разность температур предварительного нагрева нефти и окружающей среды, производительность перекачки, диаметр трубопровода, шероховатость внутренней поверхности труб и коэффициент теплопередачи необходимо рассматривать комплексно, поскольку они могут усиливать или ослаблять действия друг друга.

Зависимости, полученные в результате исследования, на наш взгляд, имеют практическую значимость и могут быть использованы при проектировании и эксплуатации МН, транспортирующих высокопарафинистую нефть.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Земенков Ю.Д., Бахмат Г.В., Васильев Г.Г., Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов – М. Инфра-Инженерия, 2006.-928 с.
2. Дегтярев В. Н. Перекачка высоковязких и застывающих нефтей – Самара: ВК-Транс, 2006. – 144 с.
3. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н., Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело - 2011 - №1, с. 268-284.
4. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. Специальные методы перекачки. – Уфа, 1997. – 195 с.

УДК 661.183.123

### **ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОДИАЛИЗА НАСЫЩЕННОГО РАСТВОРА ХЛОРИДА НАТРИЯ ОТ СИЛЫ ТОКА**

*Е.Ю. Пережогин, УГНТУ, г. Уфа*

Электродиализ - один из самых экологичных и недорогих методов обессоливания, применяется с 60-х годов прошлого века. Принцип действия электродиализа для очистки воды основан на движении положительных и отрицательных ионов к электродам под воздействием электрического тока.

Простейшая электродиализная установка для обессоливания воды представляет собой трехсекционную проточную емкость с электродами в крайних камерах. Резервуар разделен 2 электродиализными мембранами, одна из которых пропускает отрицательно заряженные ионы (анионы), другая положительно заряженные (катионы).

Внедрение установок электродиализа позволяет существенно снизить капитальные и текущие расходы на фильтрацию воды. Экономия достигается отсутствием затрат на реагенты, последующую нейтрализацию, снижением трат на техническое обслуживание.

К главным недостаткам электродиализа относится недостаточная эффективность при низком содержании электролитов. Это вызвано значительным сопротивлением воды с низким содержанием солей и необходимостью увеличивать напряжение для поддержания необходимой плотности тока.

Для устранения этого недостатка существует процесс электродеионизации, аналогичный процессу электродиализа, но в камеры для очистки воды помещают зерна ионообменных смол (так называемые ионообменные мембраны для электродиализа). При прохождении ионов через смолы, положительно и отрицательно заряженные частицы задерживаются и обмениваются на ионы водорода и ионы гидроксильной группы. При этом происходит одновременная регенерация смол за счет непрерывного образования  $H^+$  и  $OH^-$  при электрическом разложении воды. Таким образом, достигается эффективная очистка воды с низким содержанием солей без увеличения энергозатрат.

Целью исследования было изучение влияния силы тока на процесс протекания электродиализа при обессоливании насыщенного раствора хлорида натрия в изотермических условиях при температуре 20°C.

Для выяснения роли напряжения при электродиализе были проведены опыты по конверсии хлорида натрия при температуре 20°C в соответствии с технологией, реализованной для труднорастворимых сульфатов [5]. При более высоких температурах возможно необратимое изменение свойств ионитовых мембран [5], а также коробление корпуса электродиализатора. Результаты влияния силы тока на перенос катионов и выход показали тренд, согласно ожидаемым результатам.

Применяя мембраны, изменяющие числа переноса, т. е. электрохимически активные, можно значительно ускорить процесс электродиализа. Если поставить отрицательно заряженную мембрану на катодную сторону трехкамерного диализатора, то такая диафрагма будет увеличивать число переноса катионов, а положительно заряженная мембрана на анодной стороне будет увеличивать число переноса анионов. Таким образом можно значительно увеличить разницу чисел переноса ионов между диафрагмами.

Показано, что проведение процесса при относительно низких плотностях тока является экономически выгодным, т. е. приводит к более высокому выходу по току продуктов электродиализа.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Курс коллоидной химии. С. С. Воюцкий. (1976)
2. Теория и практика сорбционных процессов. (1966)
3. Руководство к практическим работам по коллоидной химии (1964)
4. Обработка воды методом электродиализа (1986)
5. АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭНЕРГОЁМКОСТЬ ПРОЦЕССА ЭЛЕКТРОДИАЛИЗА ВОДЫ И ЕЁ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА © 2012 г. Н.В. Ксенз, Е.А. Кияшко, К.Х. Попандопуло, И.Г. Сидорцов
6. Мовсумзаде Э.М. ИОННООБМЕННЫЕ МЕМБРАНЫ. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ / Мовсумзаде Э.М., Каримов Э.Х., Новак Л., Локшина Е.А. и др. // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2020. № 3-4. С. 33-38.

УДК 622.692.4.053

#### **АЛГОРИТМ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ НЕФТЕПРОВОДА**

*В.А. Пестова, Р.Р. Таибулатов, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа*

Предложен алгоритм для выбора оптимального с точки зрения затрат метода для повышения пропускной способности участков нефтепровода, в основе которого лежит условие достижения требуемого уровней прироста производительности перекачки при минимальных приведенных затратах на реализацию метода, включающих как разовые капитальные вложения, так и изменение уровня операционных расходов, зависящих от объема перекачки.

Учитывая, что основной целью данной работы является повышение производительности нефтепроводов выше максимальных рабочих режимов для трубопроводов без лимитирующих участков с пониженной несущей способностью, область применения разрабатываемого метода оптимизации полностью лежит в турбулентной области режимов смешенного трения.

Принятое допущение позволяет существенно упростить сложность и вариативность расчетов, благодаря чему могут быть получены в явном виде зависимости изменения расхода от параметров перекачки и конфигурации линейной части – давления, диаметров и длин лупингов и вставок, а также дозировок агентов снижения гидравлического сопротивления. Последние в свою очередь могут быть переведены в затраты – прямые и косвенные, капитальные и операционные. В первом приближении косвенные затраты, связанные с ростом затрат на обслуживание и ремонт не учитываются.

В основе алгоритма оптимизации лежит критерий минимума затрат, капитальных, на реконструкцию линейной части и модернизацию станций, и операционных, привязанных к изменению удельных затрат на перекачку единицы объема нефти расходов, связанных с дозировками вводимых в поток агентов снижения гидравлического сопротивления и эффектом их влияния на гидравлическое сопротивление трубопровода. Оптимальному методу повышения пропускной способности участка будет соответствовать минимум суммарных затрат, или их отношение к ожидаемому приросту производительности нефтепровода после реализации проекта.

Методика расчета, используемая в алгоритме оптимизации, основано на уравнение Лейбензона, выраженном через расход, который представляет сумму максимального проектного режима и требуемого прироста расхода. Составные элементы правой части уравнения также расписываются как для участков с лупингами и вставками, а потери напора выражаются как сумма напоров, развиваемых на всех перекачивающих станциях нефтепровода с учетом применения агентов снижения гидравлического сопротивления.

УДК 622.692.4

## **СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДИК РАССТАНОВКИ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УЩЕРБА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ ПРИ АВАРИЯХ**

*Э.А. Плотко, В.В. Уланов,*

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

Трубопроводный транспорт является самым эффективным с экономической точки зрения методом доставки нефти и нефтепродуктов промышленным предприятиям и конечным потребителям. Для обеспечения безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов постоянно требуется решать ряд задач, важнейшими из которых являются снижение риска аварий и уменьшение их негативного влияния на окружающую природную среду.

Между нефтеперекачивающими станциями на линейной части трубопровода размещается линейная запорная арматура, которая используется для перекрытия трубопровода с целью его последующего опорожнения при организационно-технических мероприятиях по техническому перевооружению, реконструкции, капитальному или плановому ремонту объектов трубопроводного транспорта нефти.

При авариях разливы нефти оказывают негативное воздействие на природные экосистемы, включая населенные пункты и предприятия. Величину экологического ущерба определяют в зависимости от типа местности, а в денежном эквиваленте экологический ущерб зависит дополнительно от региона, площади и степени загрязнения. Размещение запорной арматуры на линейной части магистральных нефтепроводов, отсекающей поврежденный участок магистрального нефтепровода и в последствии опорожняемый от перекачиваемого продукта, является техническим решением, которое позволяет уменьшить объем разлива нефти вследствие аварии. Снижение потенциального объема выхода нефти через аварийные разрывы определяет эффективность использования запорной арматуры, способствует снижению экологического ущерба местности и является основным критерием при формулировке рассматриваемой задачи оптимальной расстановки запорной арматуры по линейному участку магистрального нефтепровода [1].

Объем нефти, который подлежит сбросу из ремонтируемого участка трубопровода, определяется его протяженностью, профилем и расстоянием между запорной арматурой, а эти параметры в свою очередь регулируются СП 36.13330.2012, однако алгоритм расчета координат задвижек на магистральном нефтепроводе не представлен. Основные критерии, которые следует учитывать при расстановке запорной арматуры на линейной части магистрального трубопровода, представленные в СП 36.13330.2012, способствуют минимальным объемам разлива и откачки нефти на участке проведения ремонтных работ.

При получении сообщения об аварии, диспетчер РПД обязан остановить перекачку нефти. При отключении НПС изменение давления происходит в течение нескольких минут, в то время как нефть выходит через аварийные отверстия и продолжает истекать до закрытия задвижек. Таким образом, планируется рассмотреть зависимость вытекшего объема нефти при авариях на линейной части магистральных нефтепроводах от времени выбега нефтеперекачивающей станции и рассмотреть случай при ручной остановке перекачки, а также рассчитать зависимость объема истечения нефти от ее вязкости, так как она может меняться с температурой, давлением и количеством углеводородного газа, растворенного в нефти.

Также, согласно “Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах”, расчет количества нефти, вылившейся из трубопровода, производится в 3 этапа, определяемых разными режимами истечения: истечение нефти с момента повреждения до остановки перекачки, истечение нефти из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия задвижек и истечение нефти из трубопровода с момента закрытия задвижек до прекращения утечки [2]. Следовательно, площадь и степень загрязнения на каждом этапе будут отличаться.

Предлагается на основе комплексного анализа методик расстановки запорной арматуры на линейном участке магистрального нефтепровода провести их сравнение и выбор наиболее приемлемой с точки зрения минимизации экологического ущерба при авариях на магистральных нефтепроводах.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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. А.Г. Гумеров Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах / Р.С.Гумеров, Х.А.Азметов, Р.Х.Идрисов, И.С.Бронштейн, Р.З.Каримова, Л.Р.Хакимьянова, Е.Г.Ронжина

УДК 621.644

## РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА РОБОТОТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ И МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ

*В.В. Пиенин, М.С. Комаровский, Л.Р. Розанова*

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

Повышение информативности обследований, сокращение их трудоемкости, а также снижение уровня производственного травматизма за счет использования робототехнических средств является очевидной тенденцией современности. В Российской Федерации, за счет низких темпов внедрения высокотехнологичных роботизированных решений в производство по-прежнему присутствует большой нереализованный потенциал в этой области. На многих участках линейных объектов, а также на металлоконструкциях, относящихся к инфраструктуре магистральных газопроводов, обследования проводятся с использованием методов пром. альпинизма. В целях восполнить этот пробел и добиться поставленной выше цели, в Горном университете разрабатывается устройство для проведения их дистанционного обследования (рисунок 1).

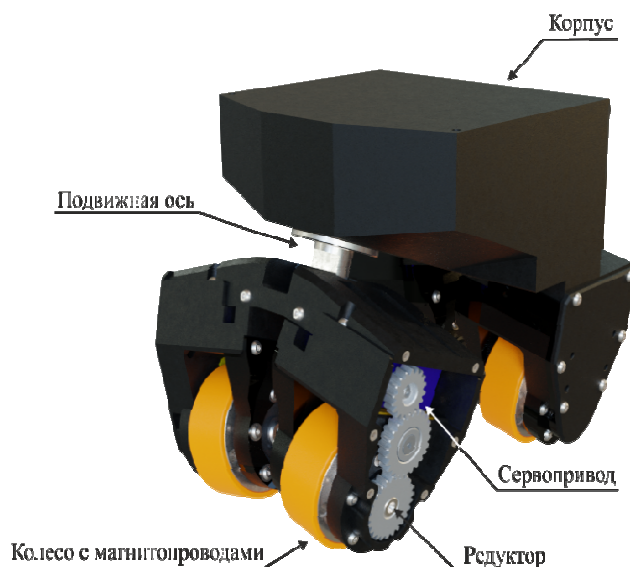


Рисунок 1 – Общий вид устройства

Разработанное устройство имеет ряд преимуществ перед стационарными сканирующими решениями и перед беспилотными технологиями, за счет высокой мобильности, надежности привязки дефектов к глобальной системе координат, а также обеспечения обследования внутренних пространств сосудов и емкостей, доступ к которым затруднен.



#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Springer Handbook of Robotics / Bruno Siciliano Oussama Khatib
2. Probabilistic Robotics / Sebastian Thrun, Wolfram Burgard and Dieter Fox, MIT Press, 647 pp.
3. Егоров, О. Д. Конструирование механизмов роботов: учебник / О. Д. Егоров. - Москва: Абрис, 2012. - 444 с. - ISBN 978-5-4372-0035-3

УДК 622.621.6

### **УСТАНОВЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПОТОКОВ В НЕФТЕПРОВОДЕ С ЛУПИНГОМ**

*К.С. Резанов, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва*

Роль трубопроводного транспорта в современном мире трудно переоценить, так как он является наиболее подходящим видом для суровых климатических условий, имеет меньшие расстояния перекачки по сравнению с железнодорожным и водным маршрутами. Однако ряд технических сложностей затрудняет использования трубопроводной транспортировки, например, высокие капитальные вложения, необходимость контроля процесса перекачки, сложность увеличения пропускной способности [1].

Одним из основных способов повышения пропускной способности является строительство лупинга - дополнительного трубопровода, прокладываемого параллельно основной нити и подсоединяемого при помощи двух секций [2]. Главным преимуществом лупинга является возможность увеличения пропускной способности уже имеющегося нефтепровода.

Однако в соединительных перемычках образуются дополнительные потери напора из-за сильных завихрений распределяющихся потоков [3]. Главной проблемой является пренебрежение данными потерями, из-за которых значения объемных расходов в лупинге и основной нити могут заметно отличаться. Помимо завихрений необходимо отметить потери по длине в перемычках и потери при повороте потока в лупинг через тройники [3].

При составлении баланса напоров необходимо учесть вышеуказанные потери при помощи соответствующих им коэффициентов, которые определяются в зависимости от отношения объемных расходов и площадей проходных сечений лупинга и основной нити [4].

Установить зависимость между расходами в двух случаях можно с помощью обобщенной математической модели, в которую входят баланс напоров и уравнение распределения потоков при подключении лупинга. По итогу расчета значения объемных расходов для двух вариантов отличались на 0,39-0,77%, максимальное расхождение составило практически  $19 \text{ м}^3/\text{ч}$ , что может негативно сказаться на работе датчиков обнаружения утечек, работе насосного оборудования.

Для определения эффективности работы новой математической модели был проведен сравнительный анализ дополнительных затрат на строительство трубопровода с возможной прибылью при перекачке и дальнейшей сдаче транспортируемой нефти [5]. В результате для диаметров 630, 720 и 820 мм при

экономической оценке с учетом строительства возможная прибыль составляет около 130 млн рублей.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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.
2. Поляков В.А., Шестаков Р.А. Системный подход к проектированию трубопроводов [Электронный ресурс]: учебное пособие - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/content/22990> (дата обращения: 20.01.2021).
3. Shestakov R.A. Research of distribution of oil flow in the pipeline with looping // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – Т. 1679. – № 5. – С. 052035. DOI:10.1088/1742-6596/1679/5/052035.
4. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.
5. Информация о тарифах на услуги ПАО «Транснефть» по транспортировке нефти/нефтепродуктов по магистральным трубопроводам [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.transneft.ru/information/113/2018/1/> (дата обращения: 05.11.2021).

УДК 621.644

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЙРОСЕТЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИДЕНТИФИКАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ПРИ ОПЕРАЦИЯХ ОБСЛЕДОВАНИЯ

*В.В. Пиенин, Л.Р. Розанова, Т.Н. Гамидов,*

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

В настоящее время для получения объемной 3D модели объекта применяются технологии кодированного света, стереозрения и LIDAR (рисунок 1). Одной из наиболее перспективных и применимых технологий из вышеперечисленных, в части технических приложений к объектам нефтегазовой инфраструктуры, является технология LIDAR.

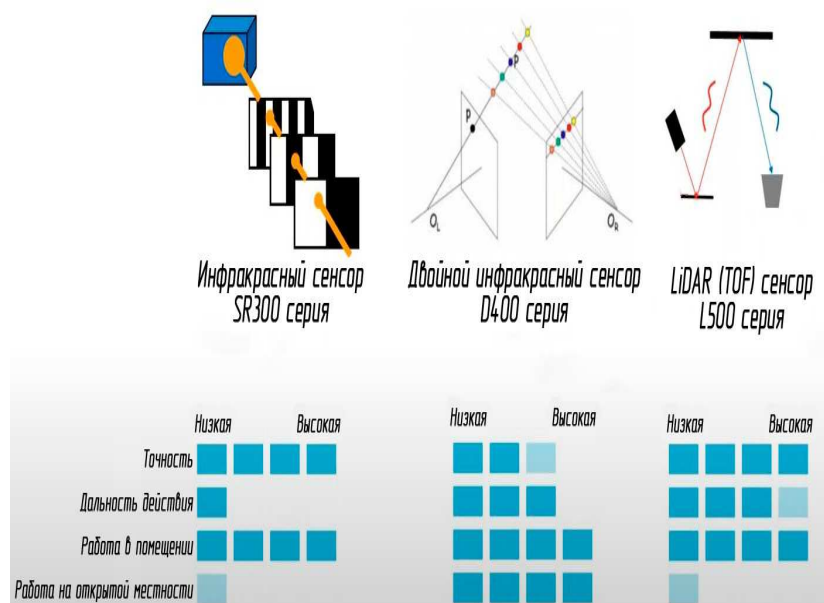


Рисунок 1 – Сравнение технологий сканирования объектов [1]

Технология LIDAR («обнаружение и определение дальности с помощью света») позволяет определить геометрические параметры объектов, получаемые с камер дистанционно управляемых устройств (беспилотные летательные аппараты, роботизированные устройства и т.п.), с высокой точностью. Использование точной геометрии в совокупности с идентификацией объекта во многих случаях позволяет не только поддерживать его в технически исправном состоянии, но и дать прогнозные оценки по его безопасной работе.

В области распознавания больших массивов данных, стандартным решением является применение нейронных сетей. Для интерпретации данных с LIDAR нами предложена сверточная нейронная сеть SSD Mobilenet с функцией выделения признаков FPN (Feature Pyramid Networks), обученная на наборе данных с изображениями, масштабированными до 640x640 [2,3].

Интеграция разработанного алгоритма в устройства обследования газонефтепроводов и сопутствующей инфраструктуры (в том числе и в БПЛА) позволит сделать значительный шаг вперед в области информационной обеспеченности тех. процессов и как следствие повышения качества управленческих решений.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Е.А. Никулин Компьютерная геометрия и алгоритмы машинной графики - Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2003. - 558 с.
2. Л. Шапиро, Дж. Стокман Компьютерное зрение - Москва: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2015. - 763 с.
3. Н. Шакла Машинное обучение и TensorFlow - Санкт-Петербург: 2019. - 331 с.

УДК 622.691.5

### **ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЙ МЕТОД НАГРЕВА ТОПЛИВНОГО ГАЗА ПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ**

*Т.Ф. Романов, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа*

Повышение эффективности использования ресурсов и энергосбережения является одной из главных целей энергетической стратегии России. В отраслевой структуре ПАО «Газпром» 85 % расхода топлива приходится на транспортировку газа.

Существует вероятность уменьшения расхода природного газа на собственные нужды. В результате больше газовых ресурсов может быть передано потребителям, что снижает эксплуатационные расходы.

Способ решения этой проблемы требует использования высокоэффективного теплового оборудования на базе закрытого двухфазного теплового сифона, который позволяет передавать тепловой поток за счет теплового фазового перехода промежуточному теплоносителю.

Объектом наблюдения является нагреватель топливного газа. Суть улучшения заключается в прекращении эксплуатации природного газа путем замены камеры сгорания блоком термосифонных труб и рециркуляции низкой потенциальной теплофикационной воды для нагрева топливного газа.

Важную роль в обеспечении работы данного устройства играет качество внутренней поверхности закрытого двухфазного термосифона. При наличии загрязняющих веществ в твердом, жидком или газообразном состоянии, оказывает вредное влияние на производительность термосифона. Тем самым в зоне конденсации могут накапливаться неконденсирующиеся газы, снижая теплопередающую способность.

Использование этой технологии нагрева пусковых и топливных газов позволит получить значительный экологический и экономический эффект за счет отказа от сжигания природного газа.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Китаев С.В., Смородова О.В., Колоколова Е.А. Проведение энергообследований оборудования компрессорных станций// Трубопроводный транспорт-2008 Материалы IV Международной учебно-научно-практической конференции. 2008. С.224-226.
- 2) Байков И.Р., Китаев С.В., Шаммазов И.А. Перспективы энергоресурсосбережения в условиях длительно эксплуатируемой газотранспортной системы//Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2012. №4. С.9-13.

УДК 622.691.4.053

### **ОБОСНОВАНИЕ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА**

*К.К. Рюмкин, Н.В. Чухарева, ТПУ, г. Томск*

Достижение предельного состояния магистральных газопроводов (МГ) формирует их остаточный ресурс, правильная оценка которого позволяет предупредить развитие отказов линейной части. Указанное невозможно без проведения ряда экспертиз и диагностических мероприятий, которые позволяют получать набор исходных данных на текущий момент времени, закладываемый в расчеты по продлению эксплуатационного срока службы.

Эффективность выбранных мер определяет уровень надежности трубопроводов с учетом множественных изменяющихся во времени параметров, что является основой при планировании системы эффективного управления процессами эксплуатации опасных производственных объектов.

В данной работе на основании детерминистического подхода была проведена прогнозная оценка остаточного ресурса (ОР) участка транссахалинской трубопроводной системы – магистрального газопровода (МГ) протяженностью 295 км, диаметром 1220 мм. Продольношовный трубопровод, проложенный в условиях низкой коррозионной агрессивности грунта, был введен в эксплуатацию в 2008 году и выполнен из разных типоразмеров труб и имел следующие характеристики: марка стали – API 5L X60 / X65 / X70, номинальная толщина стенки – 17,6 / 21,1 / 25,3 / 31,8 / 34,4 мм, проектное давление – 10,0 МПа, рабочее – 7,6 МПа, предел текучести – 413 / 448 / 482 МПа, прочность на разрыв – 517 / 530 / 565 МПа. В соответствии с ГОСТ 27751 рекомендуемый расчетный срок службы МГ составляет не менее 25 лет.

На основании проведенного к началу 2020 года внутритрубного обследования (ВТО) с применением комбинированного поршня СХГ было установлено, что все обнаруженные аномалии классифицированы как внутренние. Максимальная глубина составила от 12 до 13 % по отношению к толщине стенки. Самой глубокой была внутренняя риска, расположенная в области сварного шва шириной 35 мм. Обнаруженная дефектная секция имела наименьшие прочностные параметры (толщина стенки 17,6 мм, прочность на разрыв – 517 МПа, предел текучести – 413 МПа).

По Рекомендациям Газпрома «Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании МГ» это не влияло на изменение условий эксплуатации и не требовало проведения срочных ремонтных работ. С другой стороны, определяло необходимость установления ОС при прогнозируемом значении скорости коррозии, принятым согласно ГОСТ 34027-2016 и натурной экспертной оценке на основании коррозионной активности грунта –  $v_a = 0,1$  мм/год. Расчет предельных размеров дефекта для данного типоразмера труб был выполнен при условиях двух сценариев развития ситуации: 1) оптимистическом,  $v_b = 50v_a$  (СЦ 1); неблагоприятном,  $v_b = 100v_a$  (СЦ 2). Результаты расчета представлены в виде предельных кривых (рис.1), построение которых проводили по формуле:

$$a = \frac{\left(\frac{np(D-t)}{2t\sigma_B} - 1\right)Qt}{\frac{np(D-t)}{2t\sigma_B} - \left(1 + 0,31 \frac{b^2}{Dt}\right)^2}, \text{ мм} \quad (1)$$

где  $a$  – глубина дефекта, мм;  $b$  – длина дефекта, мм;  $D$  – номинальный внешний диаметр трубы, мм;  $t$  – толщина стенки трубы, мм;  $\sigma_B$  – предел прочности, МПа;  
 $n$  – коэффициент запаса по отношению к разрушающему давлению.

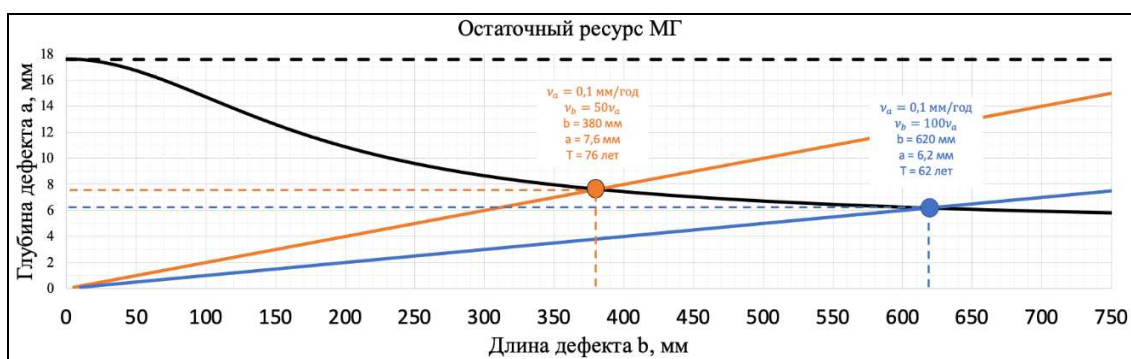


Рисунок 1 – График предельных кривых для типоразмера трубы с толщиной стенки 17,6 мм

Остаточную толщину стенки с учетом критического дефекта глубиной 2,3 мм определили в следующих пределах: 5,3 мм (СЦ 1) и 3,9 мм (СЦ 2). Это указывало, что достижение предельных размеров аномалии произойдет через 53

года или 39 лет, в соответствии с выбранным сценарием. На основе полученного, на ближайшие 5 лет, был рассчитан минимальный показатель скорости коррозии, который составил для СЦ 1 – 1,06 мм/год, СЦ 2 – 0,78 мм/год.

С учетом того, что оставшийся проектный срок службы МГ равен 11 годам, результаты расчетов позволяют обосновывать продление срока безопасной эксплуатации МГ не менее чем на 25 лет. Дополнительное проведение ВТО до 2025 года не требуется в связи с отсутствием признаков механизма ускоренного роста коррозии. Тем не менее контроль состава перекачиваемого газа и температуры точки росы по влаге и углеводородам остается обязательным.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Харионовский В.В. Управление техническим состоянием магистральных газопроводов / В.В. Харионовский // Безопасность труда в промышленности. – 2020. – №3. – С. 40 – 47.
2. Валитов Б.Р. Расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенки трубы по результатам диагностики / Б.Р. Валитов, А.И. Кулешов, Р.Ф. Заритов // Трубопроводный транспорт – 2020: Тезисы докладов XV Международной учебно-научно-практической конференции. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. С. 25 – 26.

УДК 620.179.14

### **РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ДАТЧИКОВ ПОСТОЯННОГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ СИЛЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА, ПРОТЕКАЮЩЕГО В ПОДЗЕМНОМ ТРУБОПРОВОДЕ**

*С.В. Савченков, АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород,  
Е.В. Исупова, Р.В. Агиней, УГТУ, г. Ухта*

Сила протекающего по подземному трубопроводу тока является важнейшим параметром, определяющим эффективность работы пассивной и активной защиты от коррозии трубопроводов. Так, по градиенту падения тока по длине участка судят об электроизоляционных свойствах и дефектности защитного покрытия [1], а по силе тока, приходящейся на единицу площади трубопровода, определяют эффективность работы электрохимической защиты [2], кроме этого, данный параметр непосредственно участвует в расчете режимов работы катодной защиты [3]. Поэтому сила тока, является показателем определяемым и учитываемым в расчетах программно-аппаратными комплексами коррозионного мониторинга и управления [4].

Наиболее перспективным способом определения силы тока, протекающего по трубопроводу, является бесконтактный способ определения тока через измерение магнитного поля, создаваемого этим током. Известно, что для такого метода важным является точность позиционирования датчиков относительно проводника с током (т.е. трубопровода в нашем случае) [5]. Объектом исследования в настоящей работе являются опытные образцы датчиков для измерения силы тока станции катодной защиты при периодическом отключении соответствующей станции и для измерения изменения во времени блуждающего тока, протекающего в подземном трубопроводе.

Цель работы – проверка схемы измерения силы тока с помощью трехкомпонентного датчика магнитного поля, позволяющей исключить необходимость прецизионного позиционирования датчика относительно оси трубопровода, а также экспериментальная оценка величины погрешности определения силы тока.

Проведены испытания опытных образцов датчиков двух различных конструкций. Датчик 1 представляет собой трехкомпонентный феррозондовый магнитометр с возможностью передачи результатов измерений на ЭВМ. Датчик 2 представляет собой трехкомпонентный магниторезистивный магнитометр с возможностью записи результатов измерений на карту памяти, изготовлен на основе серийного датчика НМС 5883L ЭВМ. Использование трехкомпонентного датчика магнитного поля позволяет отказаться от предъявления жестких требований к пространственной ориентации магнитных осей датчика относительно оси трубопровода.

Выполнен расчет силы тока в испытательном стенде на основании результатов измерения магнитного поля с учетом влияния соединительных проводов на магнитное поле в точках установки датчиков.

Проведена экспериментальная оценка погрешностей измерения силы тока с помощью двух опытных образцов датчиков тока различных конструкций. Установлено, что погрешность измерения силы тока в диапазоне от 1 до 3 А для опытного образца 1 достигает 10%, погрешность измерения для опытного образца 2 достигает 25%. Предполагается, что погрешность измерения опытного образца 2 может быть снижена путем увеличения количества измерений, используемых для усреднения, то есть путем снижения интервала между измерениями.

Сформулированы рекомендации по установке датчика тока. Датчик тока следует устанавливать по возможности ближе к трубопроводу, но на таком расстоянии от его поверхности, при котором обеспечивается сохранение работоспособности датчика после воздействия магнитного поля внутритрубных дефектоскопов. Использование трехкомпонентного датчика магнитного поля позволяет отказаться от предъявления жестких требований к пространственной ориентации магнитных осей датчика относительно оси трубопровода.

Сформулированы рекомендации по проведению измерений силы тока в подземном трубопроводе. При работе датчика в режиме измерения силы тока станции катодной защиты следует проводить усреднение результатов измерения магнитного поля с учетом моментов отключения и включения (изменения силы тока) станции катодной защиты. Количество измерений для усреднения должно быть не менее 100. При работе датчика в режиме измерения изменения во времени блуждающего тока, протекающего в подземном трубопроводе, необходимо анализировать как усредненные, так и исходные результаты измерений.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Электрохимическая защита нефтегазопроводов: монография / [Агиней Р.В. и др.]; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. Р.В. Агиней. – Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. – 736 с.
2. : ил., табл.
3. Бэкман В., Швенк В. Катодная защита от коррозии. Справочник. – Москва : Металлургия, 1984. – 496 с.
4. Никулин, С.А. Совершенствование методики оптимизации режимов электрохимической защиты магистральных трубопроводов / С.А. Никулин, Е.Л. Карнавский, Р.В. Агиней // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2014. - №5-6 (45-46). – С. 10-14.
5. Захаров, Д.Б. Использование подсистем коррозионного мониторинга ЗАО «Трубопроводные системы и технологии» для контроля коррозионной ситуации на различных участках трубопроводов / Захаров Д.Б., Титов А.В. // Коррозия территории нефтегаз. – 2014. - №3. – С. 12-14.
6. Гуськов, С. С. Методы обработки результатов дистанционного магнитометрического обследования подземных трубопроводов: дис. ... канд. техн. наук: 05.11.13. – Нижегород. гос. техн. университет им. Р.Е Алексеева, Н.Новгород, 2014 г. – 178 с.

УДК 550.82:622.24

## **МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ПОДВОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В АРКТИЧЕСКИХ МОРЯХ ОТ ВНЕШНИХ НАГРУЗОК**

*Д.М. Сафина, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа*

Основная опасность для подводных резервуаров в арктических морях исходит от айсбергов и торосов. Сами резервуары предлагается устанавливать на глубинах сверх 150 м, где оборудование будет защищено от контакта. Также следует обеспечивать защиту и продукционных трубопроводах, проложенных на береговой комплекс или к морской платформе на меньших глубинах. Сами же подводные резервуары необходимо защищать от физических воздействий: падения оборудования, столкновения с обслуживающими аппаратами и т. п. Сколько-нибудь обезопасить конструкции от столкновения с судном сложно в виду колоссальных значений нагрузки. Поэтому защита подводных резервуаров аналогична защите элементов подводных добычных комплексов. [1]

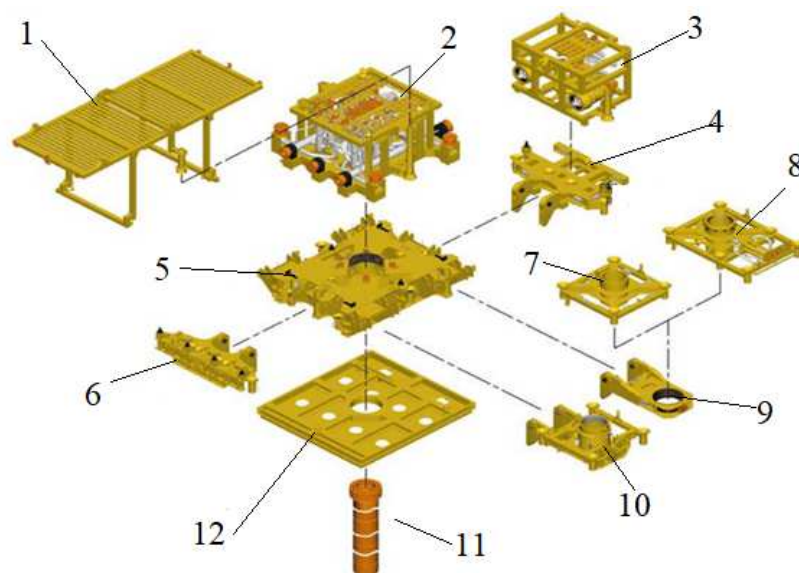
Схема состава подводного манифольда представлена на рисунке 1.

Элементы подводной добычной системы в качестве защиты оборудуются сверху сетчатыми панелями, для дополнительной защиты возможно использование панелей со всех сторон.

Для защиты продукционных трубопроводов и шлангокабелей могут быть применены два подхода: внешняя защита упрочняющими элементами и заглубление трубопровода на глубину, превышающую глубину ледовой экзарации (пропахивания) и высоту зоны значительных деформаций грунта.

В качестве примера первого способа можно привести способ защиты железобетонными фартуками, представленный на рисунке 2. [2]





1 – защитная крыша коллектора, 2 – манифольд, 3 – подводные контуры/(кольцевые) линии для (перемещения) внутритрубных снарядов, 4 – кольцевой порш, 5 – центральная секция, 6 – тройной порш, 7 – постоянная база гидратов, 8 – станок для бурения нагнетательных скважин, 9 – соединяющее отверстие, 10 – система автоматического регулирования, 11 – центральная свая, 12 – опорный настил  
Рисунок 1 – Состав подводного манифольда



Рисунок 2 – Защита подводного трубопровода при помощи железобетонных фартуков

Прочность представленной конструкции заведомо выше прочности айс-берга или тороса, что обеспечивает в случае контакта разрушение последних.

Рассматривая вариант заглубления трубопровода, необходимо учитывать не только глубину пропахивания, но и глубину критической деформации грунта.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазопромыслового дела: В 2 томах. – Т.1. Морские нефтегазопромысловые инженерные сооружения – объекты обустройства морских месторождений: Учебник. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – 274 с.
2. Вербицкий, С. Защита подводных добычных комплексов в условиях арктического мелководья / С. Вербицкий, А. Гуменюк, М. Коваль, В. Волков, А. Молев // Offshore. — 2015. — №8(15).— С. 8 – 14.

## **СРАВНЕНИЕ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПОДВОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**

*Д.М. Сафина, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа*

Во время разработки проектов подводных нефтехранилищ особое внимание уделяется материалам, которые используются для изготовления. Резервуары могут быть выполнены из стали, железобетона, эластичных материалов [1]. Также могут быть использованные комбинированные схемы, когда резервуар выполняется из одного материала, а его защита из другого.

Нержавеющую сталь редко используют для изготовления корпусов сооружений, так как несмотря на высокие антикоррозионные свойства данных сталей они имеют высокую стоимость. К примеру, нержавеющая сталь для МЛСП «Приразломная» использовалась только в зоне переменного смачивания. Но и в этом случае применялись не цельнолистовые, а плакированные конструкции, то есть на обычную сталь, выступающую в качестве основы, наносилась нержавеющая.

Морские платформы на отечественном шельфе, в основном, изготавливаются из стали 09Г2С. Данная сталь имеет высокие механические свойства и сохраняет их в широком интервале температур, что актуально для арктических условий. Грамотное соотношение применяемых материалов и антикоррозионной защиты обеспечивают долговечную работу сооружений.

Для внутренней поверхности резервуара, которая контактирует с нефтью, используются другие материалы (Ст3, 10ХСНД, 10Г2ФБ). Это вызвано высокой агрессивностью самой среды и ее отложений, огнеопасностью и пр. Для защиты наружной стенки используются ледостойкие аноды. Защита осуществляется путем подвода тока. Внутренняя поверхность резервуаров не допускает подобного способа. Здесь возможна защита только катодная защита жертвенными анодами, а также лакокрасочными покрытиями. [2]

Обратимся к опыту строительства платформ на шельфе о. Сахалин и шельфе Норвегии, а именно к гравитационным основаниям из железобетона. Все платформы обладают развитым основанием. В нижней части, на которую опираются опоры, предусматриваются танки для хранения нефти и балластные емкости. Составляющие бетонных конструкций дешевле, но требуется их большее количество. Толщина стенок сооружения в зависимости от глубины его установки, может достигать 2 – 2,5 м. Бетонная смесь после затвердевания склонна к впитыванию жидкости, поэтому необходимо использовать специальные добавки, препятствующие проникновению воды в поры бетона. Железобетонные сооружения изготавливаются путем непрерывной заливки бетона в подвижную опалубку. Любая трещина в конструкции может привести к аварии, что требует тщательного контроля над технологическим процессом строительства.

Широкое применение, особенно на суше, имеют резиноканевые и полимерные резервуары, материалы которых отличаются повышенными прочностными характеристиками. Но такие высокие прочностные свойства не обеспечи-

ваются в течение длительного периода эксплуатации, 25 и более лет. С течением времени вследствие деструкции материалы теряют эластичность, что является причиной образования трещины и появления утечек. Следует отметить, что воздействие движущегося тороса или айсберга (ледовой экзарации) требует применения дополнительной защиты эластичных конструкций упрочняющим каркасом. Это в свою очередь приводит к увеличению металлоемкости и дополнительным затратам. [3]

Общий недостаток стальных и железобетонных конструкций – необходимость использования дополнительного балласта: постоянного в виде скального грунта и переменного в виде забортной воды. Для балласта требуются дополнительные емкости в составе сооружения. Эластичные резервуары имеют ряд преимуществ, но они требуют прочной защиты от внешних воздействий. Поэтому в настоящее время ведутся работы над комбинированными системами хранения.

Основной задачей исследования является сравнение характеристик различных материалов. Выбор конструкционных материалов для сооружения подводных нефтехранилищ зависит от совокупности факторов, таких как: технико-экономический расчет, условия эксплуатации, свойства продукта, в данном случае нефть, а также надежность конструкции.

В результате анализа конструкционных материалов на основе нормативно-технической документации, было установлено, что сталь имеет меньшую плотность, легче бетона, в связи с чем, без применения удерживающих систем может иметь положительную плавучесть, но при этом имеет высокие показатели прочности и обладает относительной коррозионной стойкостью. В свою очередь бетон, имеет большую массу, обладает значительной изоляционной способностью. Однако существенным недостатком является низкий уровень стойкости к образованию трещин. Главное преимущество полимерных материалов – высокий предел прочности на растяжение и сжатие.

Выявленные в результате анализа особые свойства стали показывают, что предпочтительным материалом конструкции подводных нефтехранилищ, способным противостоять динамическим нагрузкам и обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию является сталь.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вершинин, С.А. Воздействие ледовых образований на подводные объекты / С.А. Вершинин, П.А. Трусков, П.А. Лиферов. — Москва: ИПК «Русская книга», 2007. — 197 с.
2. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазопромыслового дела: В 2 томах. – Т.1. Морские нефтегазопромысловые инженерные сооружения – объекты обустройства морских месторождений: Учебник. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – 274 с.
3. Голод, Б. И., Кошевой А. Л. Эластичные емкости для транспортировки и хранения жидких грузов. По материалам иностранной печати / Б.И. Голод, А.Л. Кошевой. — Ленинград: Судпромгиз, 1963. — 92 с.

## ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ЖИДКОСТИ С ДРЕВНЕЙШИХ ВРЕМЕН ПО 19-Й ВЕК

*С.А. Севницкий, Ф.С. Уметбаев,*

*ФБУ Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и  
испытаний в Республике Башкортостан, г. Уфа*

История измерения методов и средств измерений расхода начинается более тысячи лет назад, но первые принципы их работы начали пониматься только в последние четыре столетия. Первым примитивным счетчиком воды, использовавшимся египтянами, была грубая форма плотины, использовавшаяся около 3000 лет назад. Китайцы, греки и египтяне использовали астрономические наблюдения и солнечные часы для определения времени, но из-за непостоянства погоды необходимо было изобрести другие методы. Первые часы, изобретенные ранними египтянами, управлялись потоком воды (клепсидра) и датируются, по меньшей мере, 1400 годом до нашей эры.

До начала 18 века прогресс в измерении расхода был в основном теоретическим, но в 1732 году Анри Пито описал устройство, которое до сих пор носит его имя.

Однако именно Генри Дарси фактически разработал устройство в 1848 году в форме, известной сегодня как трубка Пито.

Другое устройство для измерения расхода изобрел Рейнхард Вольтман в 1790 г. Оно представляло собой многолопастный вентилятор для измерения речных потоков. Это был предшественник семейства измерительных приборов и турбинных счетчиков, некоторые из которых до сих пор носят его имя.

Джованни Баттиста Вентури в 1797 году написал свой принципиальный труд «Экспериментальные исследования принципа латеральной связи движения в жидкостях, применимые к объяснению различных гидравлических явлений». Именно в этой работе был предложен закон, ныне известный под его именем.

Клеменс Гершель продолжил исследования Вентури в практическом ключе. Он представил прибор, известный ныне как счетчик Вентури. Гершель назвал прибор именно в честь Вентури чтобы подчеркнуть его вклад в развитие теории изменений. Первая трубка Вентури, созданная Гершелем в 1887 г., имела диаметр 108 дюймов и длину 87-89 футов. В 1888 г. вышел его патент на данное устройство.

В целом, коммерческие конструкции счетчиков воды можно проследить примерно с 1820 года. В период с 1820 по 1850 год было выдано около 13 патентов, описывающих конструкции счетчиков воды. С 1850 по 1855 год был подан еще 61 патент.

Вероятно, первый коммерческий прибор, используемый для учета воды в домашних условиях, был изобретен в 1825 г. Сэмюэлем Кроссли. Позже он был перестроен Мидом. Эти счетчики воды были дешевыми и точными, но неудобными в использовании, так как они не могли работать под гидравлическим давлением. В результате их пришлось размещать над самой высокой комнатой в

доме, что могло потребовать дорогостоящей установки.

Необходимость в счетчиках воды для работы при давлении в магистрали привела к изобретению счетчика переменной площади, который разработал Карл Вильгельм Сименс. Он измерял расход по угловому отклонению шарнирного затвора в прямоугольном канале.

Один из самых ранних объемных расходомеров объемного типа с использованием поршней был разработан Томасом Кеннеди в 1824 году и имел один поршень.

Распространенный современный бытовой счетчик воды объемного типа использует принцип вращения диска. История этих расходомеров начинается с 1830 г., когда Эдвард и Джеймс Дакейн получили патент на насос и гидравлический двигатель, работающий по тому же принципу.

Считается, что первый объемный счетчик для воды создал Генри Росси-тер Вортингтон в 1850 г., их коммерческое производство началось в 1855 г. на базе его компании Worthington Pump Co.

В 1856 году первый патент на счетчик воды был выдан Уильяму Сьюэллу. Серийное производство счетчиков воды началось одновременно в США и Европе в начале 1870-х годов.

Другой широко распространенный расходомер объемного типа использует поршни. Данный расходомер начал свое развитие в конце 19 века. Поршни были либо круглыми, либо эллиптическими. Впервые подобные расходомеры были внедрены в Англии в 1889 г.

Разработка расходомеров объемного типа в историческом плане происходила параллельно с разработкой расходомеров турбинного типа. Хотя второй тип измерения был известен уже давно, коммерчески он был применен примерно с 1850 г. Сименсом.

Другая важная с исторической точки зрения разработка – это расходомер Карла Вильгельма Сименса, представленный в 1850 году. Расходомер являлся двухроторным турбинным счетчиком, использующим принцип работы, идентичный современным конструкциям.

Теория измерения расхода жидкости начала зарождаться в конце 18-го века. Но уже в 19-м веке были уже разработаны ключевые методы и средства определения количества жидкости: трубки Вентури, трубки Пито, расходомеры объемного типа, турбинные расходомеры. В период 1850-1900 годов было выдано больше патентов на изобретения, касающиеся измерения расхода жидкости, чем на любую другую сопоставимую отдельную область техники. Поэтому изучение основных этапов развития методов и средств измерения расхода жидкости является крайне интересной и важной с точки зрения изучения истории науки и техники.

## **ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ**

*А.А. Смирнов, УГНТУ, г. Уфа*

Эффективность различных методов предремонтного обследования оценивалась сопоставлением результатов метода с данными, полученными по результатам диагностического сопровождения после полного вскрытия трубопровода при капитальном ремонте технологического трубопровода и расходом материально-технических ресурсов МТР.

Техническая (количественная) эффективность метода диагностики определялась сопоставлением количества забракованных элементов трубопровода с расходом МТР при КРТТ шлейфов входа-выхода КЦ-3 Холм-Жирковского ЛПУ МГ и определялась по двум параметрам:

- как расход числа элементов трубопровода на замену дефектных элементов;
- как расход элементов трубопровода на замену дефектных элементов по суммарной длине.

Проведено экспериментальное исследование метода бесконтактного технического диагностирования. В ходе которого выявлено, что метод бесконтактной магнитной диагностики позволяет своевременно выявлять зоны концентрации напряженности магнитного поля трубопровода – наличие точечных дефектов.

Бесконтактный метод диагностирования технического состояния технологических трубопроводов позволяет исключить недостатки существующих методов диагностирования – большие затраты на людские и технические ресурсы, и, тем самым, может быть применен для подготовительных работ при диагностике подземных технологических трубопроводов.

Своевременное использование соответствующего оборудования позволяет:

- заранее выявлять опасные дефекты;
- обеспечить повышение качества ремонта;
- повысить качество ремонта;
- повысить производительность труда;
- повысить уровень безопасности эксплуатации объекта

Ни один из методов диагностики, в отдельности, при проведении предремонтного обследования трубопроводов, не дал достоверного результата. Лучший результат, при простом подсчёте выявленных дефектов (аномалий), показал метод магнитной томографии (МТМ) – 52 % от суммарной протяжённости дефектных элементов трубопроводов (таблица 1).

Проведенный анализ методов диагностирования показал, что все они имеют свои преимущества и недостатки. На данный момент не существует единственного метода, позволяющего достаточно достоверно и объективно распознавать дефекты трубопроводов.

Таблица 1 – Результаты оценки эффективности различных методов технического диагностирования

| Вид работ                                                            | Количество выявленных дефектов (Кд) | Количество дефектных элементов технологических трубопроводов (Кэ) | Сопоставление количества дефектных элементов с количеством элементов МТР в % | Сопоставление длины дефектных элементов (м) с поставкой МТР при КРТТ (м) в % |
|----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| Анализ базы данных, исполнительной и проектной документации          | 21                                  | 15                                                                | 60 %                                                                         | 50 %                                                                         |
| МТМ                                                                  | 20                                  | 17                                                                | 77 %                                                                         | 52 %                                                                         |
| Акустико-эмиссионный контроль                                        | 9                                   | 9                                                                 | 36 %                                                                         | 35 %                                                                         |
| Внутритрубная диагностика                                            | 4                                   | 4                                                                 | 16 %                                                                         | 21 %                                                                         |
| Суммарный результат (с учётом выявления дефекта различными методами) | 24                                  | 19                                                                | 88 %                                                                         | 61,4 %                                                                       |

Для качественного совершенствования технической диагностики технологических трубопроводов необходима разработка новых подходов, использующих исходную информацию другой физической природы. Как следствие, в дополнение к существующим методам диагностирования, рассматривается и исследуется метод, использующий бесконтактную магнитную диагностику.

В ходе проведения эксперимента на определение выявления зон концентрации напряженности магнитного поля трубопровода – наличие точечных дефектов. Экспериментально установлено, что метод бесконтактного технического диагностирования – наиболее продуктивный метод и обладающий наибольшей достоверностью среди прочих методов для определения точечных дефектов трубопровода таких как: утонение стенки трубы, потеря металла, язвенная коррозия, трещина, вмятина, дефекты сварных стыков.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дубов А.А., Дубов Ал.А., Колокольников С.М. Метод магнитной памяти металла и приборы контроля: учеб. пособие. 5-е изд. М.: Спектр, 2012. 394 с.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОНФУЗОРНОЙ ВСТАВКИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВЫНОСНОЙ СКОРОСТИ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА В МЕСТАХ СКОПЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ

*В.О. Смольников, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа*

На завершающей стадии добычи возникают технологические проблемы, которые с каждым годом более существенно влияют на стабильную работу газовых промыслов. Снижение пластового давления является причиной повышения равновесного влагосодержания поступающего газа. Проектные параметры межцеховых коллекторов на поздней стадии не обеспечивают оптимальные газодинамические режимы потока.

Снижающиеся объёмы добычи газа в совокупности с большими диаметрами трубопроводов приводят к уменьшению скорости газожидкостных потоков. На пониженных участках трассы, в местах изменения направления движения газожидкостного потока (компенсаторы, отводы, врезки в коллекторы, переходы через естественные и искусственные препятствия, поднятия на эстакады) образуются скопления жидкости (жидкостные пробки), которые повышают риск образования ледяных и гидратных отложений. Кроме этого, жидкостные пробки, скапливающиеся во входном коллекторе дожимной компрессорной станции (ДКС), негативно влияют на работу газоперекачивающих агрегатов и создают риск возникновения помпажных явлений в нагнетателе.

Для снижения этих рисков предлагается применять конфузорную вставку во входном коллекторе перед надземным переходом через дорогу для локального увеличения скорости газожидкостного потока и интенсификации процесса выноса жидкостных скоплений из пониженных участков. Исключение образования жидкостных пробок и равномерное поступление газожидкостного потока на лопатки центробежного нагнетателя позволит увеличить надежность системы сбора и подготовки газа на УКПГ.

Для расчёта модели конфузорной вставки был использован программный комплекс ANSYS CFX (рисунок 1).

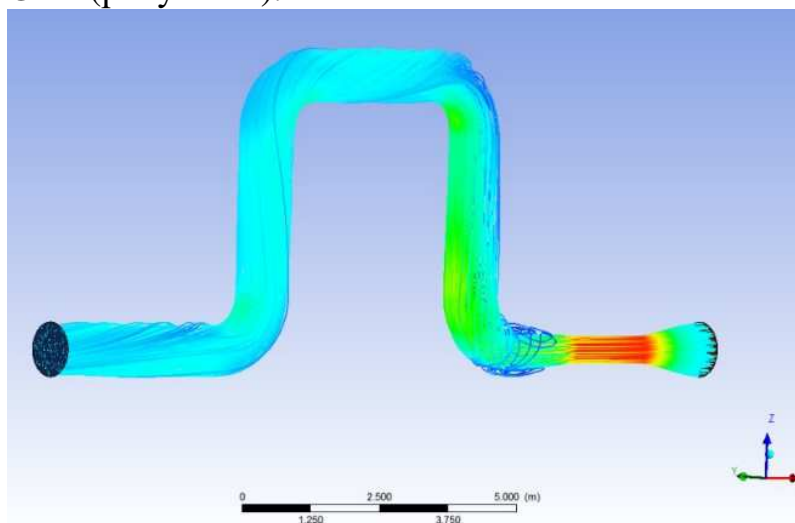


Рисунок 1 – Расчётная модель участка газопровода с конфузорной вставкой



По результатам расчёта можем наблюдать увеличение скорости газожидкостного потока на подъёме, а также закручивание потока газа, что позволяет обеспечить вынос жидкости из мест скопления.

Положительный экономический эффект достигается за счёт исключения потерь газа при технологических продувках входного коллектора, а также увеличения надёжности работы дожимного комплекса.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Кудияров, Г.С. Особенности работы систем сбора газа Сеноманской залежи Ямбургского месторождения на завершающей стадии разработки / Г.С. Кудияров, В.А. Истомин, А.А. Ротов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 5. – С. 5–13.
- 2 Истомин, В.А. Особенности предупреждения льдо- и гидратов в системах сбора газа на поздней стадии эксплуатации Сеноманских залежей месторождений западной Сибири / В.А. Истомин, В.Г. Квон, А.А. Тройникова, П.А. Нефедов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. № 2. – С. 25 – 30.

УДК 622.692.4

### **ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ СЕРЫ В ГРУЗОПОТОКАХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

*Д.А. Соснин, УГНТУ, г. Уфа*

ПАО «Транснефть» принимает для транспортировки нефть от компаний, которые добывают свое сырье на различных по свойствам месторождениях. Нефтедобывающие компании сдают нефть в начальный ПСП и ожидают на конечном ПСП нефть с параметрами качества не хуже сданной. Но структура магистральных трубопроводов, особенность расположения регионов добычи, экспортных пунктов отпуска и конечных потребителей не позволяют транспортировать нефть от конкретных месторождений до конечной точки поставки с сохранением их первоначального качества. Поэтому ПАО «Транснефть» технологически может обеспечить транспортировку нефти при определенном усреднении качества нефти в транспортных потоках [4].

Задача по формированию смеси нефти в сети магистральных нефтепроводов сложный процесс с заданными ограничениями по параметрам качества и количеству. Для грамотной организации транспортировки нефти приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 года утверждена «Схема нормальных (технологических) грузопотоков нефти» (далее – Схема) [5]. Принципы формирования потоков, заложенных в «Схеме» заключаются в выделении потоков нефти определенного класса качества в соответствии с [2]. Согласно ГОСТ Р 51858-2002 в системе выделены потоки малосернистой, сернистой и высокосернистой нефти.

Схема, утвержденная приказом Минэнерго 2019 года, заменила предыдущую схему, утвержденную в 2010 году. В ходе выполнения исследовательской работы был выполнен анализ изменений, вносимых в Схему на протяжении 2010-2019 годов, который показал, что содержание серы в 12 из 27 перво-

начально заложенных транспортных потоках выросло. Динамика изменений содержания серы в этих 12 потоках показана на рисунке 1.

На основе полученных данных можно сделать вывод о том, что содержание серы в нефти, получаемой от грузоотправителей, увеличивается, а значит, ухудшается ее качество. К настоящему времени спрогнозировано, что в дальнейшем будет продолжаться увеличение приема высокосернистой нефти [3], а весь прирост высокосернистой нефти будет направлен в экспортные грузопотоки западного направления.

Тенденция к ухудшению качества нефти транспортируемой в западном направлении можно отследить, анализируя изменение серосодержания в этих потоках по Схеме. Так, уставки по содержанию серы в грузопотоках «Нефтепроводная система «Дружба-1», «Сургут-Полоцк» осуществляющим транспорт нефти в направлении НПЗ Белоруссии, а также в грузопотоке «Нефтепроводная система «Дружба-2» направлением транспортировки которого является Польша, Словакия, Чехия, Венгрия, увеличивались с 2010 по 2019 год. Динамика изменения содержания серы в выбранных грузопотоках согласно Схеме показана на рисунке 2.

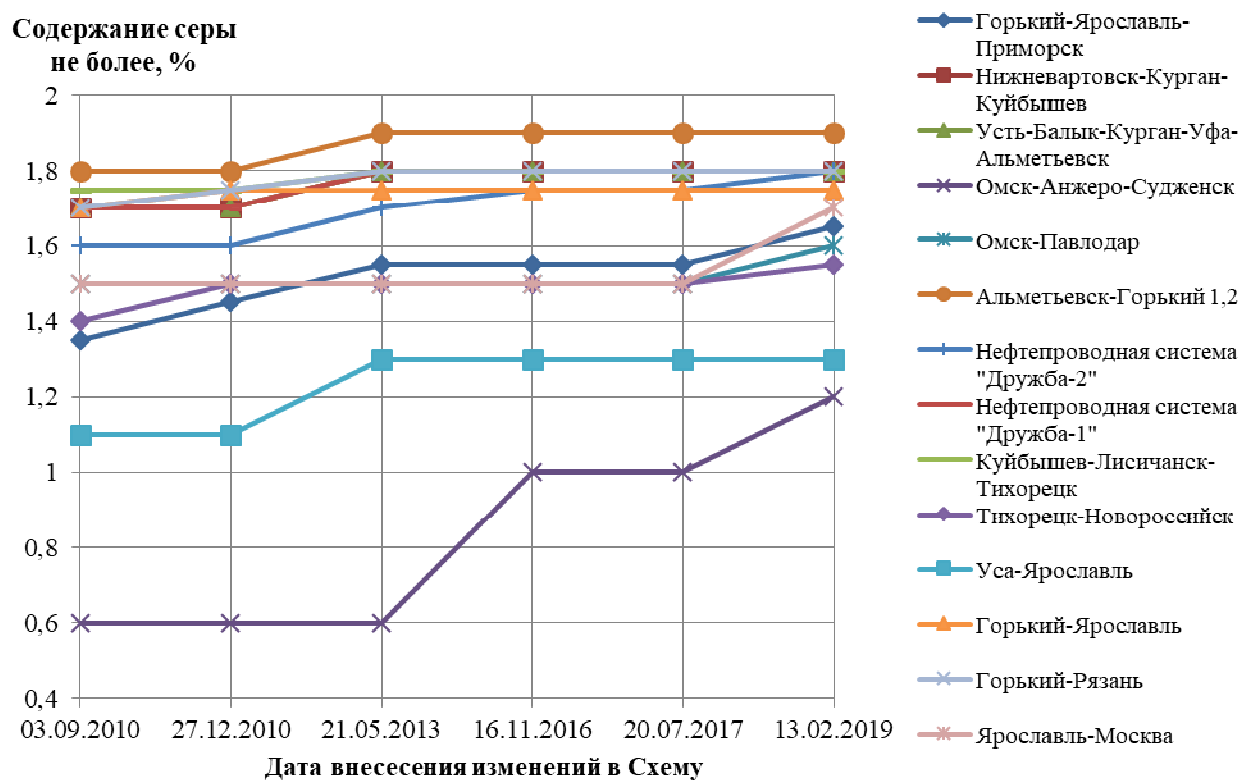


Рисунок 1 – Динамика изменений содержания серы в грузопотоках

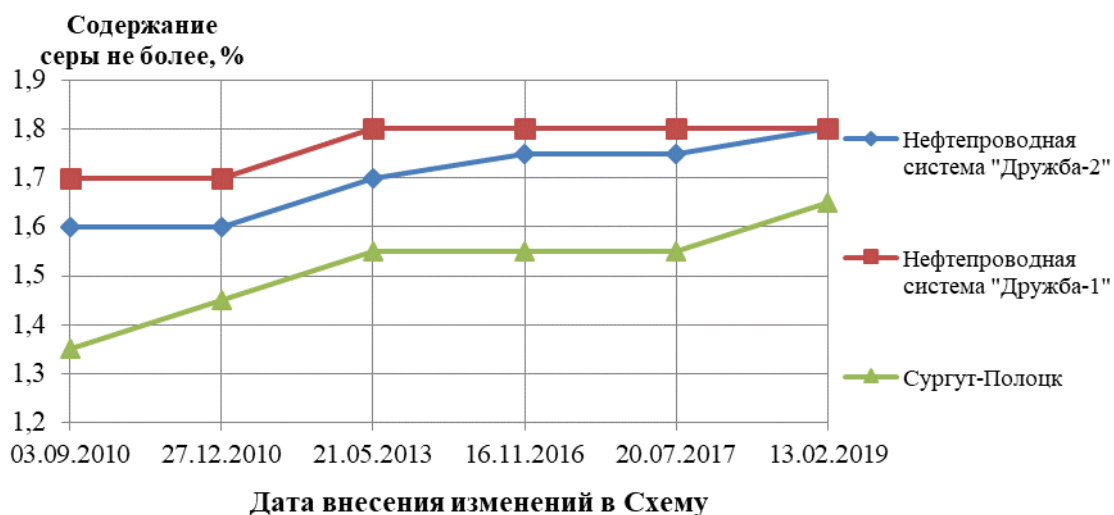


Рисунок 2 – Динамика изменения уставок по серосодержанию в экспортных грузопотоках западного направления

Одним из факторов ухудшения качества нефти на экспортных потоках является «заморозка» с 2014 г. серосодержания нефти на поставляемой на НПЗ РФ в соответствии с поручением Минэнерго России [1]. Также существенное влияние на увеличение серосодержания оказало снижение объема транспортировки сернистой нефти с месторождений Западной Сибири в западном направлении, увеличение приема нефти с аномальными свойствами и высокими значениями плотности (тяжелые битуминозные нефти), общее снижение объема переработки высокосернистой нефти в регионах ее добычи.

Исследование проведено при поддержке Фонда содействия инновациям в рамках выполнения договора №16714ГУ/2021.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андронов С.А. Качество нефти грузоотправителей - под усиленным контролем. Трубопроводный транспорт нефти. № 7, 2019. с 22-25.
2. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. - Москва, 2002 г;
3. Доклад «Качество нефти – прогноз и стратегии развития» [Электронный ресурс]: Режим доступа к ресурсу: [https://www.transnest.ru/u/section\\_file/28346/sp2017-kachestvo.pdf](https://www.transnest.ru/u/section_file/28346/sp2017-kachestvo.pdf);
4. Каримов Р.М., Сунгатуллин Р.З., Ташбулатов Р.Р., Мастобаев Б.Н., Колчин А.В. Динамическое моделирование теплогидравлической эффективности слоя асфальтосмолопарафиновых отложений в неизотермическом нефтепроводе. Нефтяное хозяйство. 2021. №4. С. 119-123;
5. Приказ Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. №103 «Об утверждении схемы нормальных (технологических) грузопотоков нефти».

УДК 622.692.4

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ РАДИУСА ПРОГИБА ТРУБОПРОВОДА

*Э.М. Сунагатова, Д.А. Федорин, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время находящиеся в эксплуатации в течение продолжительного периода подземные трубопроводы необходимо подвергать плановой диагностике и оценке технического состояния. Существуют различные условия

эксплуатации трубопроводов, при которых трубопровод может изменять свое проектное положение, например, в сезоны паводков на подводных участках трубопроводов. В данных условиях происходит размыв донного грунта, что, в свою очередь, вызывает отклонение фактической оси трубопровода от проектной. Поэтому необходимо проводить уточняющие положение трубопровода работы и определять радиусы прогиба трубопровода с целью оценки напряжений изгиба.

Из числа основных отраслевых документов, регламентирующих проведение данных работ, можно выделить наиболее прогрессивный ВРД 39-1.10-026-2001 (Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов). Этот нормативный документ предлагает проводить измерения глубины заложения трубопровода в трех и более точках, формируя из трех точек, расположенных на одинаковых расстояниях друг от друга, группы. После проведенных измерений по полученным данным о глубине заложения трубопровода  $H_i$  необходимо вычислить радиус его прогиба, используя геометрические формулы, мысленно проводя окружность через три точки, в которых проводились измерения. В данном документе рассматриваются только два случая:  $H_1 = H_3$  и  $H_1 > H_3$ . По нашему мнению, следует рассмотреть общий случай, который соответствует случайным значениям глубины заложения трубопровода  $H_1$ ,  $H_2$  и  $H_3$ .

Для первого указанного случая в нормативном документе приведена формула расчета радиуса прогиба:

$$R_{\text{ПР}} = \frac{L^2}{2 \cdot H_c} + \frac{H_c}{2} \quad (1)$$

где  $L$  – расстояние между смежными точками измерений;

$H_c$  – стрела прогиба, определяется так:  $H_c = H_2 - H_1 = H_2 - H_3$ .

Опираясь на [1] мы пришли к умозаключению о том, что в данной формуле допущена ошибка. Полученные значения по данной формуле отличаются в два раза от реальных, что ведет к занижению значения запаса прочности.

Корректная формула определения радиуса прогиба будет иметь следующий вид:

$$R_{\text{ПР}} = \frac{L^2}{H_c} + H_c \quad (2)$$

Для второго случая стрела прогиба определяется с помощью формулы:

$$H_c = H_2 - 0,5 \cdot (H_1 + H_3) \quad (3)$$

А в формуле (1) данная ошибка повторяется.

В документе представлен еще один спорный метод: произвести несколько измерений на исследуемом участке трубопровода и определить радиус прогиба для различных вариаций групп по три измеренных глубин заложения трубопровода  $H_i$  и различных расстояний между точками измерения  $L_i$ , далее необходимо определить среднее значение радиуса прогиба трубопровода

$$R_{\text{ПР}}^* = (R_{\text{ПР}1} + R_{\text{ПР}2} + \dots + R_{\text{ПР}n})/n \quad (4)$$

Если ограничить размер исследуемого участка трубопровода и диапазон величин  $L_i$ , то мы могли бы согласиться с таким методом. Так как норматив-

ный документ таких ограничений не предполагает, результат определения будет включать не только вышеуказанную ошибку, но и элементы случайности.

В связи с этим рекомендуется следующая методика, в которой учтены ошибки и исключены факторы случайности:

1) Произвести определение высотных координат исследуемого трубопровода  $h_i$  с шагом от 5 до 10 диаметров трубы (шаг может быть различным). Занести полученные данные в таблицу  $x_i - h_i$ . Сделать оценку фактической погрешности измерений  $\Delta h$ , которая зависит от приборов.

2) Решить задачу по определению напряженно-деформированного состояния участка трубопровода. Необходимо выполнение следующего условия: шаг измерений должен быть на порядок больше, чем шаг конечно-элементной сетки. Граничными условиями при решении данной задачи являются: в каждой точке с координатой  $x_i$  трубопроводов должен проходить через высотный интервал  $[(h_i - \Delta h); (h_i + \Delta h)]$ .

3) Выполнив решение данной задачи, все необходимые параметры внести в таблицу 1 с шагом, равным шагу конечно-элементной сети.

Таблица 1 – Полученные значения

| Координата по оси трубопровода | Высотная координата | Радиус изгиба | Изгибное напряжение | ... |
|--------------------------------|---------------------|---------------|---------------------|-----|
| $x$                            | $h$                 | $R$           | $\sigma$            | ... |

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1 Сунагатов М.Ф. Об оценке радиуса прогиба трубопровода // Трубопроводный транспорт – 2010: материалы VI Международной учебно-научно-практической конференции / редкол.: А.М. Шаммазов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – С. 109-110.

УДК 622.691.4

### СОСТОЯНИЕ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ И ПРОБЛЕМ ИХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

*Я.А. Таябина,*

*Самарский государственный технический университет, г. Самара*

Системы газораспределения представляют собой сложный имущественный комплекс, состоящий из: газовых сетей низкого, среднего и высокого давлений, газораспределительных станций, газорегуляторных пунктов и установок, газопотребляющего оборудования абонентов системы. Рост газопотребления по существующим газораспределительным сетям происходит быстрее, чем их развитие, и как следствие, последнее работает в нерасчетном режиме, что имеет отрицательные последствия. Следовательно техническое состояние объектов газораспределения, с учетом динамики старения газопроводов не соответствует тем задачам, которые перед ними поставлены. Для решения проблемы повышения эффективности и надежности газораспределительных систем необходим комплексный подход, который обязательно должен включать экономически обоснованные решения на стадии проектирования.

**Ключевые слова:** газораспределительная система, проектирование газопроводов, сети газораспределения.

Практика показывает, что рост газопотребления по существующим газораспределительным сетям происходит быстрее, чем их развитие. В этой связи большинству газораспределительных систем приходится работать в нерасчетных условиях, что ведет к частым нарушениям режимов газоснабжения потребителей. Это проявляется в нестабильности гидравлических параметров (давление и расход газа) на входе в газоиспользующее оборудование. Как следствие, последнее работает в нерасчетном режиме, характеризующемся следующими отрицательными последствиями [1] такими как уменьшение коэффициента полезного действия; увеличение содержания окиси углерода в продуктах сгорания, выбрасываемых в окружающую среду; ухудшение температурного режима и, как следствие, снижение эффективности и срока службы оборудования, снижение условий комфортности потребителей.

Существующие газораспределительные системы спроектированы в большинстве случаев таким образом, что из-за относительно небольшой доли газопотребления в коммунально-бытовом секторе и жилом фонде, последние испытывают дефицит газа в период зимних похолоданий из-за падения давления газа на входе в ГРП. Как правило, в этот период сетевые ГРП и ШРП работают в условиях нарушения гидравлических режимов из-за недопустимых входных параметров, вызванных, в том числе, вводом ограничения поставок или сверхлимитным отбором газа промышленными предприятиями.

Стоит отметить высокую аварийность функционирования систем газораспределения за последние 10 лет, повлекшую за собой значительный совокупный ущерб [2, 3]. Поэтому, повышение безопасности функционирования газораспределительных систем является важной задачей.

Одним из возможных путей решения этой проблемы является рассмотрение существующего подхода к проектированию газораспределительных систем. В настоящее время при их проектировании большинство технических решений принимается на основе устаревшей системы технико-экономических и энерго-экономических показателей. Вследствие этого, практически все общепризнанные нормативные методики оптимизационных расчетов приходят в противоречие с действительностью и требуют корректировки с учетом новых технических решений, нормативных документов, а также анализа рынка современных строительных материалов.

Программные средства, применяемые при проектировании инженерных сетей, не обладают достаточно широкой функциональностью и не производят технико-экономических оптимизационных расчетов. В связи с этим, проектные организации вынуждены определять оптимальный вариант проекта сети путем технико-экономического сравнения нескольких вариантов газораспределительных систем, разрабатываемых параллельно, что не гарантирует выбор оптимального варианта.

В ряде случаев, по причине отсутствия системного подхода к принятию решений по развитию газораспределительных систем, без должного учёта таких

важных факторов, как появление новых материалов и оборудования, современной ценовой динамики, принимаемые инженерные решения не только не приводят к положительному эффекту, но и усугубляют ситуацию, что в свою очередь влечет повышение конечной стоимости газа для потребителя. Большинство из перечисленных решений следует учитывать ещё на стадии проектирования газораспределительных систем, но так как это не делается, то имеем низкий темп развития газораспределительных систем и отсутствие эффективных методов оптимального проектирования новых и модернизации существующих.

Существующие математические модели построения структуры газораспределительных систем с использованием, в частности, целевых функций, как правило, не пригодны для практического применения, либо решают утилитарные частные задачи проектирования.

Поэтому, актуальной научной проблемой является разработка новых и повышение эффективности существующих методов проектирования и оптимизации газораспределительных систем, учитывающих всю совокупность актуальных факторов, а затем и доработка существующих нормативных документов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гасангаджиев Г. Г. Современная техника и технологии, применяемые при эксплуатации московской газораспределительной системы // Русский инженер, Т. 4, № 35, 2012. С. 38-48.
2. Дело – труба. Причиной взрыва на Озерной могла стать коррозия металла [Электронный ресурс] // Российская Газета: [сайт]. [2009]. URL: <https://rg.ru/2009/05/12/ozernaya.html> (дата обращения: 11.10.2021).
3. Взрывная перепланировка. Утечка газа привела к разрушению жилого дома в Москве [Электронный ресурс] // Lenta.ru: [сайт]. [2005]. URL: <https://lenta.ru/articles/2005/12/07/gazblast/> (дата обращения: 12.10.2021).

УДК 553.981

#### **ИССЛЕДОВАНИЕ ДИМЕТИЛСУЛЬФОКСИДА КАК ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В ТРУБОПРОВОДАХ**

*Т.Б. Тулегенов, Р.И. Мендгазиев, А.П. Семенов, А.С. Стопоров,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва  
В.А. Истомин, Сколковский институт науки и технологий, г. Москва*

Газовые гидраты – это кристаллические соединения включения, образующиеся при взаимодействии свободной воды и газов (низших алканов,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ) при определенных термобарических условиях (температура, давление, состав газовой и жидкой фазы). Формирование техногенных газовых гидратов является типичным осложнением, возникающим при добыче и транспортировке природного газа и нефти [1,2]. Наличие в потоке свободной воды и подходящих термобарических условий способствует образованию и агломерации гидратных частиц, что может приводить к формированию гидратных пробок и остановке технологических процессов. Поэтому предупреждение формирования газовых

гидратов и регулирование скорости их роста является важной практической задачей. Основным методом предотвращения формирования гидратов является ввод в поток термодинамических ингибиторов гидратообразования (ТИГ), которые, уменьшая активность воды в растворе, смещают равновесные условия формирования гидратов в область более низких температур и высоких давлений и, таким образом, выводят потенциально опасный участок трубопровода из зоны стабильности гидратов. Предметом наших исследований является диметилсульфоксид (ДМСО) – биполярный апротонный растворитель широкого спектра веществ различной природы. Выполненный литературный обзор показал, что работы, посвященные изучению гидратообразования в присутствии ДМСО немногочисленны [3,4].

В данной работе получены новые экспериментальные данные по условиям трехфазного равновесия гидрата метана в присутствии ДМСО в широком диапазоне концентраций (0 – 55 % мас.) и давлений (3 – 13 МПа). Полученные данные показывают, что ДМСО является термодинамическим ингибитором гидратообразования, сдвигая равновесные кривые для гидрата метана в область более низких температур и более высоких давлений. Для водных растворов ДМСО измерены температуры замерзания при атмосферном давлении, хорошо согласующиеся с литературными данными. Предложены корреляции для количественного описания антигидратной активности ДМСО. Методом порошковой рентгеновской диффрактометрии идентифицирован тип структуры газового гидрата, образующегося в системе метан – вода – ДМСО. Полученные результаты свидетельствуют о том, что ДМСО (в исследованном диапазоне концентраций) не включается в полости гидратного каркаса sI и не образует двойного гидрата sII с метаном. Проведено сравнение антигидратной активности ДМСО с другими неионными ТИГ (метанол, моноэтиленгликоль) при постоянном давлении. Было выявлено, что при концентрациях выше 33 и 53 %мас. ДМСО становится более эффективным ТИГ, чем широко используемые моноэтиленгликоль и метанол, соответственно. Водные растворы ДМСО подробно охарактеризованы методами капиллярной вискозиметрии, денсиметрии, а также путем измерения температур замерзания. Полученные результаты указывают на существование максимума кинематической вязкости в системах вода – метанол и вода – ДМСО. Дополнительным преимуществом ДМСО по сравнению с метанолом и гликолями является его более низкая токсичность и лучшая совместимость с солями в водном растворе.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 20-79-10377).

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1.Sloan E.D., Koh C.A. Clathrate hydrates of natural gases. Third. CRC Press, 2007.
- 2.Istomin V., Kwon V. Prevention and elimination of gas hydrates in gas production systems. 2004.
- 3.Castillo-Borja F. et al. Biogas purification via sII hydrates in the presence of THF and DMSO solutions using MD simulations // J. Mol. Liq. 2020. Vol. 297. P. 111904.
- 4.Maekawa T. Equilibrium conditions of xenon hydrates in the presence of water-soluble additives of dimethyl sulfoxide, amides and amines // Fluid Phase Equilib. 2019. Vol. 488. P. 99–103.



**ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ РАСХОДОМЕРОВ В 20-М ВЕКЕ***Ф.С. Уметбаев, С.А. Севницкий,**ФБУ Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Башкортостан, г. Уфа*

К началу 20-го века наука о движении жидкости была уже достаточно хорошо развита, и в продаже имелось множество расходомеров: трубки Вентури, трубки Пито, расходомеры объемного типа, турбинные расходомеры и т.д. Но при этом эффективность расходомеров была невысока без точных средств измерения сигнала и/или интегрирующего механизма.

С 1950-х годов начали появляться новые технологии и материалы, которые стали применяться, в том числе, и при измерении расхода. Также появились новые фундаментальные исследования в области динамики жидкости. Дополнительным импульсом стало появление микропроцессорной электроники. В совокупности это сильно стимулировало развитие новых методов и средств измерения расхода.

Рассмотрим по отдельности развитие методов измерения расхода, использующих различные физические принципы.

Историю электромагнитных методов измерения относят к Майклу Фарадею, который заложил теоретические основы для электромагнитных расходомеров, и Уильяму Хайду Волластону, который первый успешно их применил в 1851 г. Однако первый патент в данной области появился в 1917 г., когда Смит и Слепиан запатентовали электромагнитный метод измерения скорости судна. В 1930 году Э. Дж. Уильямс применил этот принцип к потоку в трубе, а в 1932 году Фабр, а позже Колин сообщили о применении к измерению пульсирующего кровотока. Первый коммерческий расходомер электромагнитного излучения был разработан в 1952 г. в Голландии компанией Tobimeter и получил название «Tobiflux». Затем компания Foxboro из США приобрела продукт компании, усовершенствовала его, и в 1954 году стала продавать их в США. В течение следующих десяти лет большинство ведущих компаний-производителей расходомеров в США, Европе и Японии разработали конструкции, основанные на подаче переменного тока на обмотку возбуждения. К 1970 году электромагнитный расходомер стал широко распространенным устройством для измерения расхода электропроводящих жидкостей из-за его большого линейного диапазона расхода.

Современная форма турбинного расходомера известна с 1938 года. Расходомер был разработан в США под руководством Дэвида Поттера для измерения расхода топлива для самолетов и ракет. В 1960 году был выпущен турбинный расходомер для авиационной отрасли, который имел два свободно вращающихся ротора, что позволяло компенсировать трение подшипников. В 1972 году был представлен новый турбинный расходомер «Hoverflo», который был без подшипника и поддерживался в среде гидродинамическими силами. А в 1975 г. был представлен другой турбинный расходомер, который представлял

собой небольшую смещенную турбину, соединенную через проходное отверстие.

А. Рашко в 1954 году исследовал возможности измерения с использованием принципа вихревого рассеяния. В 1959 году У.Г. Берд запатентовал устройство для измерения расхода, которое состояло из поворотного корпуса, к которому был прикреплен «флаг» на его нижней стороне. Из-за создаваемых вихрей поворотная система начала колебаться. В 1960 году Шибэ использовал принцип завихрения для измерения скорости судов. В 1965 году Мэйр разработал трехмерный вихревой рассеиватель, состоящий из осевого цилиндра и диска. Первым успешным коммерческим вихревым расходомером было изобретение А. Родели, который вместе с Д. Ф. Уайтом в 1968 году основал компанию Eastech для разработки, производства и реализации данного расходомера.

Одна из реализаций ультразвуковых расходомеры использует измерение времени прохождения волн в прямом и обратном направлениях. Первым экземпляром был расходомер компании SIRA, разработанный в 1959 г. 1960-1970 годов было запатентовано большое количество различных вариантов исполнения ультразвуковых расходомеры. Они получили огромный импульс в развитии в конце 1960-х годов после понимания, что в их работе можно использовать эффект Доплера.

Метод измерения расхода, использующий переменный перепад давления, был основным до 1950 г., и в середине 20-го века начали появляться новые типы расходомеров, поэтому не ожидалось, что в период после 1950 года произойдет их значительное совершенствование. Новое устройство, получившее название Трубка Далла, было представлено в 1951 году. Оно было дешевле в изготовлении, компактнее, содержало меньше материала, и вскоре получило широкое распространение. Многие другие вариации трубки Вентури были разработаны в 1950-1960-е годы. В частности, клиновой расходомер, предложенный фирмой Taylor Instrument Company в 1965 году, а также расходомер с V-образным конусом, представленный компанией Ametec в октябре 1985 года.

Использование различных методов для оценки скорости и расхода потока можно проследить до 1860 года. В 1882 году д'Ориа предложил метод измерения скорости водных потоков, позволяющий небольшим твердым телам с плотностью, чуть превышающей плотность воды, падать с постоянной скоростью с поверхности на дно. Примесный метод измерения скорости, то есть с использованием соли был, введен С. М. Алленом в 1922 году. Примерно с 1950 по 1970 год появилось и другие меточные методы, использующие иные виды меток (ионизационные, тепловые, оптические, ядерно-магнитно-резонансные).

Развитие измерения расхода жидкости по сравнению с другими техническими направлениями особенно тем, что теоретические достижения в этой области практически сразу же получали свое практическое воплощение. Поэтому изучение основных этапов развития методов и средств измерения расхода жидкости является крайне интересной и важной с точки зрения изучения истории науки и техники.

## ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА

*Т.Р. Фазлеев, Л.А. Ахметшина, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа*

Агрессивные породы почв в большей мере влияют на стальные трубопроводы, нежели на композитные. Так, большую долю аварийности среди стальных трубопроводов составляют внутренняя и наружная коррозия – 26 % и брак при СМР – 25 %.

Во время строительно-монтажных работ, в случае несоблюдения технологии укладки стальных труб на них могут появиться вмятины с развитием язвенной коррозии с износом наружного слоя трубы.

Перспективным направлением повышения эффективности трубопроводных систем является использование труб из композитных материалов. Интенсивное развитие предлагаемое направление получило более 20 лет назад с изобретением полимера нового класса - PE-RT (Polyethylene of Raised Temperature). Композитные трубопроводы из полимера PERT обладают нулевой адгезией, минимальной шероховатостью и стойкостью к коррозионным разрушениям, что обеспечивает срок безаварийной работы системы до 80 лет.

Зарубежный опыт применения композитных трубопроводов показал, что количество аварий значительно снизилось. В США за последние 20 лет аварийность снизилась на 0,24%, надежность трубопроводов в Канаде и Великобритании увеличилась в 1,5-2 раза по сравнению с показателями предыдущего периода.

Тем не менее, уровень аварийности в трубопроводах газотранспортной системы России остается достаточно высоким (рисунок 1).

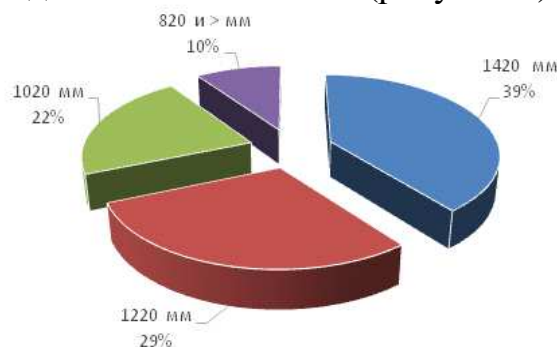


Рисунок 1 – Структура аварий на газопроводах различного диаметра, %

Одним из решений по снижению аварийности на линейной части магистрального транспорта газа является переход на композитные газопроводы. В настоящее время с каждым годом коэффициент отслаивания внутренних участков покрытия стенок стальных газопроводов увеличивается, это влечет за собой уменьшение площади проходного сечения. Замена стальных труб на композитные позволит исключить коррозионное разрушение системы, увеличить срок службы газопроводов и снизить эксплуатационные затраты.

Целью работы является оценка целесообразности замены стального маги-

стрального газопровода диаметром 1420 мм протяженностью 70 км на композитную трубопроводную систему. Линейная часть содержит переходы через автомобильные дороги, преодоления водных преград, переход через р. Белая.

Таблица 1 – Затраты на эксплуатацию газопровода (2019 г.)

| Направление затрат        | Стальные трубы, млн.<br>р./год | Композитные трубы, млн.<br>р./год |
|---------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|
| Затраты на обслуживание   | 1,767                          | 1,378                             |
| Затраты на КР в год       | 3,850                          | 2,800                             |
| Внутритрубная диагностика | 0,600                          | 0                                 |
| Система ЭХЗ               | 0,115                          | 0                                 |

Экономический эффект применения композитных газопроводов по сравнению со стальными на рассмотренном участке составляет 1,554 млн р./год.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Зубаиров, Т.А. Развитие технологий изготовления и применения труб из полимерных и композитных материалов//disserCat-электронная библиотека диссертаций. 2009. № 3.
2. Байков И.Р., Смородова О.В., Китаев С.В. Энергетическая эффективность нанокompозитных трубопроводов // Нанотехнологии в строительстве. 2018. №3. С.20-36. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2018-10-3-20-36. [http://nanobuild.ru/ru\\_RU/journal/Nanobuild-3-2018/20-36.pdf](http://nanobuild.ru/ru_RU/journal/Nanobuild-3-2018/20-36.pdf) (дата обращения: 09.11.2021).
3. Ягубов Э.З., Ягубов З.Х. Проблемы применения композиционных труб в нефтегазовой отрасли и пути их решения//Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10. № 4 (53). С. 33. URL: [https://elibrary.ru/download/elibrary\\_22149708\\_71464059.pdf](https://elibrary.ru/download/elibrary_22149708_71464059.pdf) (дата обращения: 09.11.2021).
4. Смородова О.В., Костарева С.Н., Байков И.Р., Башарова Л.Р. Эффективность композитных трубопроводов для газотранспортных систем//Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2019. № 1. С. 201-217.
5. Егорова Н.А., Змиенко Д.С., Козин И.В. Зарубежные тенденции композитных материалов для ремонта трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2017. № 4. С 44-53 дата обращения 09.11.2021).

УДК 621.6.033

### МИКРОСТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ОБРАЗЦОВ ТРУБЫ ИЗ СТАЛИ 08Х18Н10Т ПОСЛЕ СИЛИЦИРОВАНИЯ

*А.И. Хабибуллин, Д.Н. Шерматов, УГНТУ, г. Уфа*

На производстве в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности существует проблема коксообразования и науглероживания во внутренней поверхности труб. В результате науглероживания трубы перегреваются, из-за чего появляются дефекты. Формирование на поверхности труб науглероженного слоя, который имеет склонность к растрескиванию и ограниченной пластичности, существенно сокращает срок службы труб.

Науглероживание – явление, при котором поверхностный слой материала насыщается углеродом от углеводородного сырья при высоких температурах, что вызывает изменение химического состава и механических свойств материала.

Изменение свойств и структуры металла труб при различных сроках эксплуатации изучено в большом количестве научных работ. Некоторые из этих результатов исследований приведены в работах [1-11].

Одним из возможных решений проблемы является получение модифицированного поверхностного слоя внутренней поверхности труб печных змеевиков на основе кремния, так как кремний является эффективным барьером на пути диффузии углерода в металл труб.

Для исследования особенности силицирования стали 08X18H10T была выбрана труба диаметром 160x10 мм. С помощью отрезного и фрезерного станка она была разрезана на прямоугольные образцы 40x10 мм, и на квадратные образцы 20x20 мм. На точильном станке с помощью шлифовального круга, были подготовлены шлифованные образцы. А также были подготовлены нешлифованные образцы. Шероховатость шлифованных и нешлифованных образцов была определена с помощью профилометра.

Силицирование проходило в муфельной печи, при температуре 1000 °С. Образцы с реакционной смесью, были помещены в специальный герметичный контейнер. Подготовленный контейнер выдерживался в печи в течении разного времени: 2, 4, 6, 8 и 9 часов.

Микроструктурый анализ был проведен с помощью растрового электронного микроскопа TESCAN VEGA3 SBH со спектрометром Oxford Instruments. Для микроструктурного анализа образцы заливались эпоксидной смолой. Сторона заливки, на которой был виден слой, покрытый кремнием, была отшлифована, отполирована, и прочищена спиртом. Под микроскоп устанавливалась заливка, и полученное изображение выводилось на компьютер.

Результаты микроструктурного анализа показали что наиболее оптимальное время для силицирования 8 часов. Так как при таком времени выдержки происходит максимальное насыщение кремнием стальных образцов. На квадратных и на прямоугольных образцах толщина покрытого слоя при силицировании получилась примерно одинаковой. На шлифованных образцах толщина покрытого слоя получилась меньше, чем на нешлифованных образцах. Это можно объяснить тем, что на нешлифованных образцах сцепление с реакционной смесью происходит лучше.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Махутов Н.А., Чиркова А.Г., Рубцов А.В., Наумкин Е.А., Гайдукевич У.П. Оценка прочности материала трубы змеевика реакционной печи от действия внутреннего давления // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2008. Т. 74. № 1. С. 58-62.
2. Рубцов А.В. Разработка метода оценки технического состояния труб змеевиков реакционных печей // диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа, 2007.
3. Чиркова А.Г., Наумкин Е.А., Рубцов А.В., Гайдукевич У.П. Предельное состояние трубы змеевика реакционной печи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2007. № 5. С. 100-105.
4. Рубцов А.В., Наумкин Е.А., Фахрутдинов Н.М. Измерение магнитных характеристик дефектных фрагментов труб змеевика реакционной печи с различным сроком наработки //

В сборнике: Экспертиза промышленной безопасности и диагностика опасных производственных объектов. Сборник материалов научно-практической конференции. 2015. С. 100-102.  
 5. Чиркова А.Г., Махутов Н.А., Рубцов А.В., Наумкин Е.А., Иванова А.Н., Кузеев И.Р., Акомлафе Б.А. Разрушающее испытание труб змеевиков реакционных печей // В сборнике: Остаточный ресурс нефтегазового оборудования. сборник научно-технических трудов. Уфа, 2007. С. 38-46.

УДК 622 692.2

## АНАЛИТИЧЕСКОЕ НАХОЖДЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ДИНАМИЧНОСТИ ДЛЯ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ СООРУЖЕНИЙ И ЗДАНИЙ СО СТАЛЬНЫМ КАРКАСОМ ПРИ РАСЧЕТЕ ВЕТРОВОЙ НАГРУЗКИ

*Д.М. Хайретдинова, Э.Ш. Гайсин, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа*

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

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

где  $\zeta$  – коэффициент динамичности, определяемый по рисунку 1 в зависимости от суммарного логарифмического декремента колебаний,  $\delta$  (для железобетонных конструкций  $\delta=0,3$ ) и безразмерного периода  $T_{g,1}$ , который определяется по формуле (2) для первой собственной частоты  $f_1$ ;

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

где  $w_0$  – нормативное значение ветрового давления, Па;

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

$z_{эк}$  – для конструктивных элементов: высота, на которой они расположены; для сооружений:  $z_{эк}=0,8h$ , где  $h$  – общая высота сооружения;

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

Для ручного однократного расчета определение коэффициента по графику приемлемо, однако, для проектных организаций, инженеров и научных сотрудников процесс автоматизации расчетов позволит значительно сократить время многоразовых рутинных операций без потери качества.

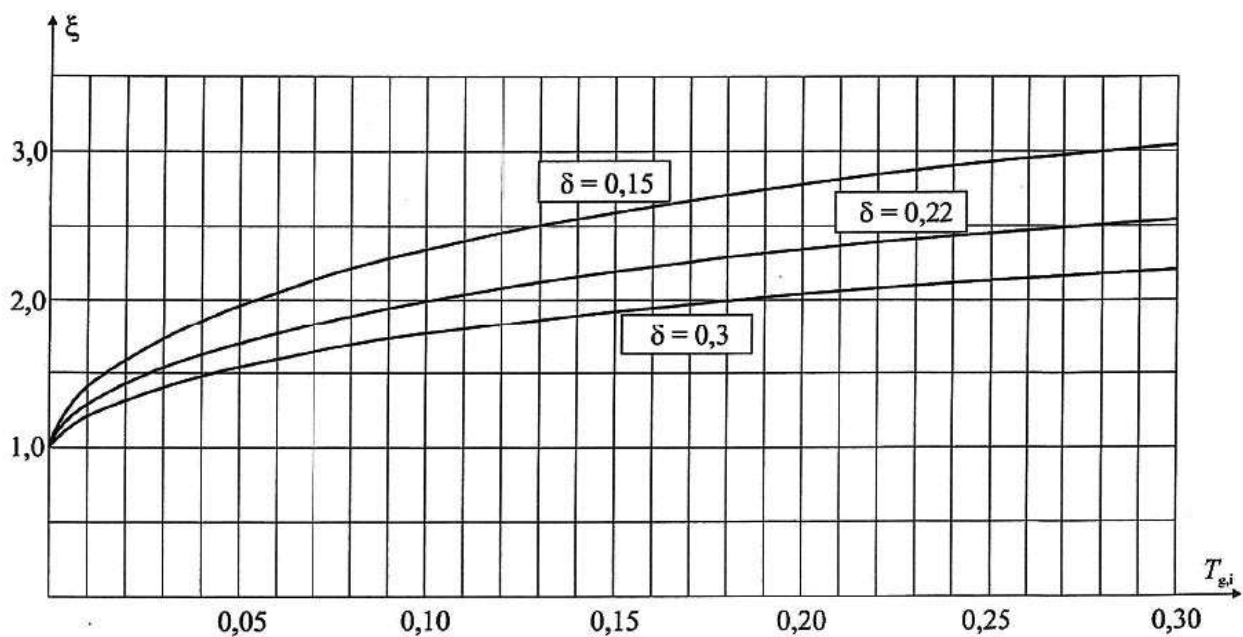


Рисунок 1 – Коэффициент динамичности  $\xi$  в зависимости от безразмерного периода  $T_{g,i}$

Для автоматизации расчетов авторами получена формула для аппроксимации коэффициента динамичности сооружений (железобетонных конструкций с декрементом колебаний  $\delta = 0,3$ , см рисунок 1)

$$\xi = (A + C T_{g,1}^{0,5} + E T_{g,1} + G T_{g,1}^{1,5} + I T_{g,1}^2 + K T_{g,1}^{2,5}) / (1 + B T_{g,1}^{0,5} + D T_{g,1} + F T_{g,1}^{1,5} + H I T_{g,1}^2 + J T_{g,1}^{2,5}),$$

где  $A=1,000219$ ;  $B=-8,75225$ ;  $C=-8,56974$ ;  $D=-28,2042$ ;  $E=6,086489$ ;  $F=219,7454$ ;  $G=-353,173$ ;  $H=1221,049$ ;  $I=3713,742$ ;  $J=-305,777$ ;  $K=-260,355$ .

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

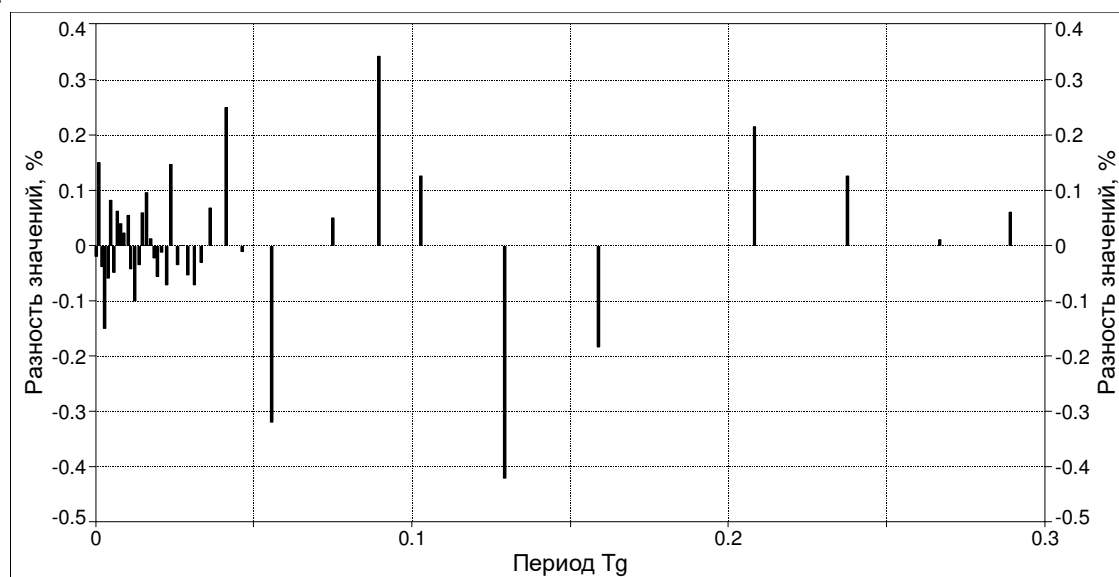


Рисунок 2 – Оценка погрешности аппроксимации функции в процентах от графического значения

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

Таблица 1 – Свойства полученной аналитической модели

| Коэф. детерм. $R^2$ | Скоррект. $R^2$ | Станд. ошибка модели | Макс. абс. погрешн. модели | Критерий Фишера | Проверка значимости модели (p-value) |
|---------------------|-----------------|----------------------|----------------------------|-----------------|--------------------------------------|
| 0,99995             | 0,99994         | 0,00421              | 0,00268                    | 64766,67        | 0,00000                              |

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

УДК 622.692.2

### **АНАЛИТИЧЕСКОЕ НАХОЖДЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ДИНАМИЧНОСТИ ДЛЯ СТЕКЛА И СМЕШАННЫХ (СТАЛЬНЫХ И ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ) СООРУЖЕНИЙ ПРИ РАСЧЕТЕ ВЕТРОВОЙ НАГРУЗКИ**

*Д.М. Хайретдинова, Э.Ш. Гайсин, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа*

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

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

где  $\xi$  – коэффициент динамичности, определяемый по рисунку 1 в зависимости от суммарного логарифмического декремента колебаний,  $\delta$  (для стекла и смешанных сооружений  $\delta=0,22$ ) и безразмерного периода  $T_{g,1}$ , который определяется по формуле (2) Для первой собственной частоты  $f_1$ ;

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

где  $w_0$  – нормативное значение ветрового давления, Па;

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

$z_{\text{эк}}$  – для конструктивных элементов: высота, на которой они расположены; для сооружений:  $z_{\text{эк}}=0,8h$ , где  $h$  – общая высота сооружения;

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



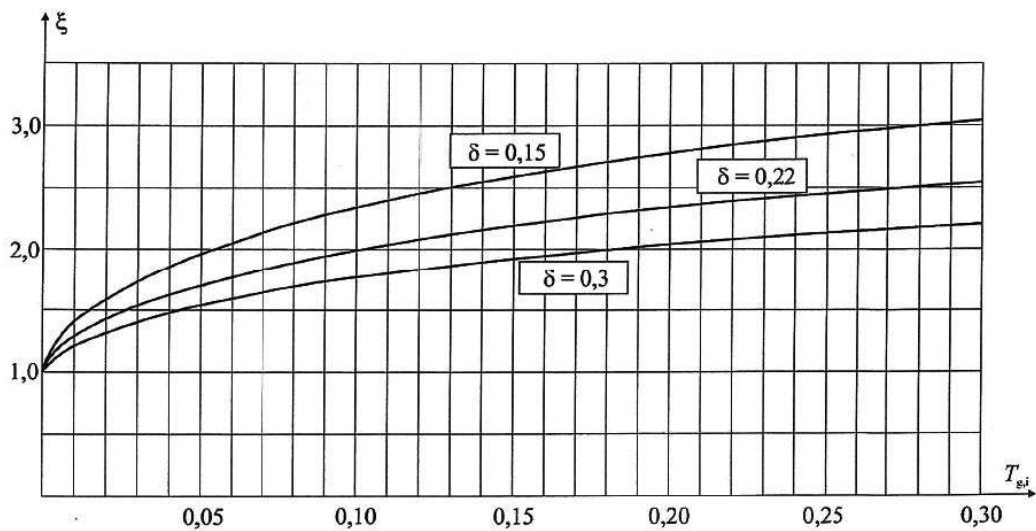


Рисунок 1 – Коэффициент динамичности  $\xi$  в зависимости от безразмерного периода  $T_{g,1}$

Для ручного однократного расчета определение коэффициента по графику приемлемо, однако, для проектных организаций, инженеров и научных сотрудников процесс автоматизации расчетов позволит значительно сократить время многоразовых рутинных операций без потери качества.

Для автоматизации расчетов авторами получена формула для аппроксимации коэффициента динамичности зданий и сооружений (стеклянных конструкций и смешанных сооружений с декрементом колебаний  $\delta = 0,22$ , см рисунок 1)

$$\xi = (A + C T_{g,1} + E T_{g,1}^2 + G T_{g,1}^3 + I T_{g,1}^4) / (1 + B T_{g,1} + D T_{g,1}^2 + F T_{g,1}^3 + H T_{g,1}^4 + J T_{g,1}^5),$$

где  $A=0,999786$ ;  $B=306,4983$ ;  $C=380,2519$ ;  $D=3062,272$ ;  $E=8354,339$ ;  $F=-499,169$ ;  $G=-4540,06$ ;  $H=37364,75$ ;  $I=120490,2$ ;  $J=8233,427$ .

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

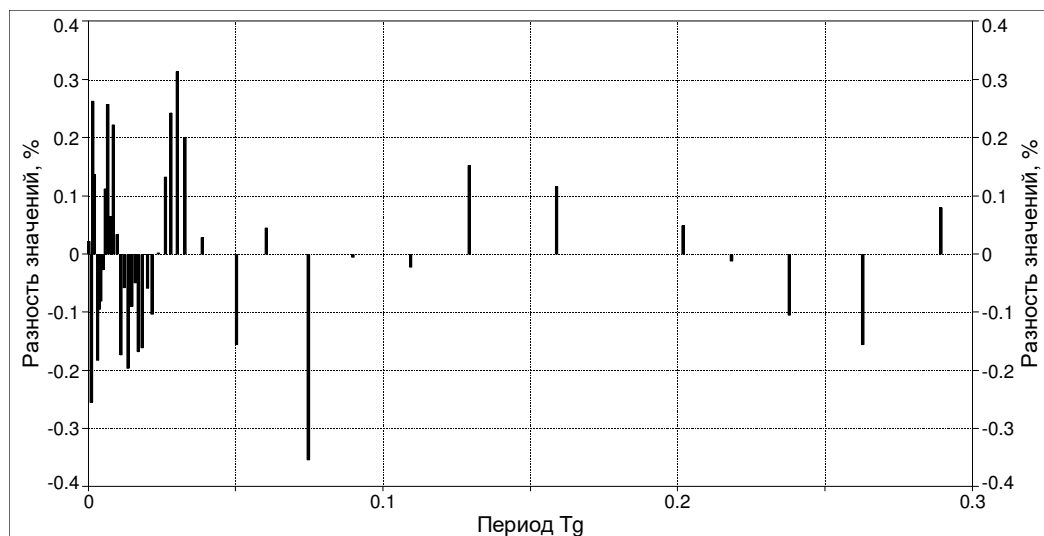


Рисунок 2 – Оценка погрешности аппроксимации функции в процентах от графического значения

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

Таблица 1 – Свойства полученной аналитической модели

| Коэф. детерм. $R^2$ | Скоррект. $R^2$ | Станд. ошибка модели | Макс. абс. погрешн. модели | Критерий Фишера | Проверка значимости модели (p-value) |
|---------------------|-----------------|----------------------|----------------------------|-----------------|--------------------------------------|
| 0,99997             | 0,99996         | 0,00354              | 0,00268                    | 130674,74       | 0,00000                              |

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

УДК 665.7.033.28

### ИЗУЧЕНИЕ ВЗАИМОСВЯЗИ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА И ТЕМПЕРАТУРЫ ЗАСТЫВАНИЯ НЕФТИ

*И.И. Хасбиуллин, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

Для безопасной остановки нефтепровода, по которому перекачиваются высоковязкие и высокозастывающие нефти, одной из важных задач является проведение исследований физико-химических и тиксотропно-реологических свойств нефти и выявление взаимосвязи между ними.

Одним из таких исследований являлось установление корреляции между составом нефти и её температурой застывания. Для этой цели были отобраны и изучены 13 образцов нефтей. В таблице 1 приведены данные по составу, температуре застывания, параметрам А/С, П/А и П/С нефтей.

Таблица 1 - Сведения о нефтях

| Образец нефти | Компонентный состав, % масс. |           |                | $T_{\text{заст.}}, ^\circ\text{C}$ | Параметр |      |      |
|---------------|------------------------------|-----------|----------------|------------------------------------|----------|------|------|
|               | Парафины (П)                 | Смолы (С) | Асфальтены (А) |                                    | А/С      | П/А  | П/С  |
| 1             | 6,8                          | 26,5      | 3,0            | минус 39                           | 0,11     | 2,27 | 0,26 |
| 2             | 4,6                          | 30,4      | 6,5            | минус 32                           | 0,21     | 0,71 | 0,15 |
| 3             | 7,4                          | 25,2      | 6,1            | минус 41                           | 0,24     | 1,21 | 0,29 |
| 4             | 5,7                          | 24,7      | 5,9            | минус 24                           | 0,24     | 0,97 | 0,23 |
| 5             | 6,3                          | 15,6      | 2,0            | минус 18                           | 0,13     | 3,15 | 0,40 |
| 6             | 10,4                         | 19,3      | 2,8            | 0                                  | 0,15     | 3,71 | 0,54 |
| 7             | 2,7                          | 30,8      | 2,2            | минус 15                           | 0,07     | 1,23 | 0,09 |
| 8             | 6,0                          | 27,9      | 6,3            | 5                                  | 0,23     | 0,95 | 0,22 |
| 9             | 9,3                          | 17,8      | 4,2            | минус 5                            | 0,24     | 2,21 | 0,52 |
| 10            | 8,2                          | 15,4      | 2,4            | 7                                  | 0,16     | 3,42 | 0,53 |
| 11            | 7,5                          | 9,5       | 1,5            | 14                                 | 0,16     | 5,00 | 0,79 |
| 12            | 5,3                          | 12,6      | 3,0            | 10                                 | 0,24     | 1,77 | 0,42 |
| 13            | 2,9                          | 9,4       | 2,2            | минус 29                           | 0,23     | 1,32 | 0,31 |

Из таблицы 1 видно, что нефти отличаются по параметрам А/С, П/А и П/С. Смолы в нефтяной дисперсной системе (НДС) выполняют роль стабилизаторов частиц асфальтенов. По этой причине параметр А/С определяет устойчивость нефтей к выпадению асфальтенов – с уменьшением величины данного параметра повышается устойчивость нефтей [1]. Так, наиболее устойчивыми нефтями являются образцы №1 и 7, поскольку в их составе значительное содержание смолистых веществ и незначительное присутствие асфальтенов.

В НДС смолы находятся преимущественно в гомогенном состоянии в качестве сольватной оболочки на периферии наноразмерных асфальтеновых частиц [2]. Тогда, с учетом вышеизложенного, логично было бы предположить, что при высоком содержании смол стабилизированные асфальтеновые частицы и небольшое количество образованных асфальтеновых наноагрегатов не оказывают воздействия на процесс кристаллизации парафинов, и последние могут свободно выделяться и насыщать охлаждаемую нефть, что в последующем приведёт к её застыванию. То есть, в случае понижения температуры нефти с высокой концентрацией смол логично было бы наблюдать высокие температуры застывания. Однако, из таблицы 1 видно, что наблюдается противоречие вышеприведенному высказыванию, так как у нефтей с высоким содержанием смол температуры застывания в основном низкие. Также рассмотрение зависимости температуры застывания от параметра А/С не позволило обнаружить четкой корреляции (коэффициент корреляции  $R^2 = 0,0021$ ).

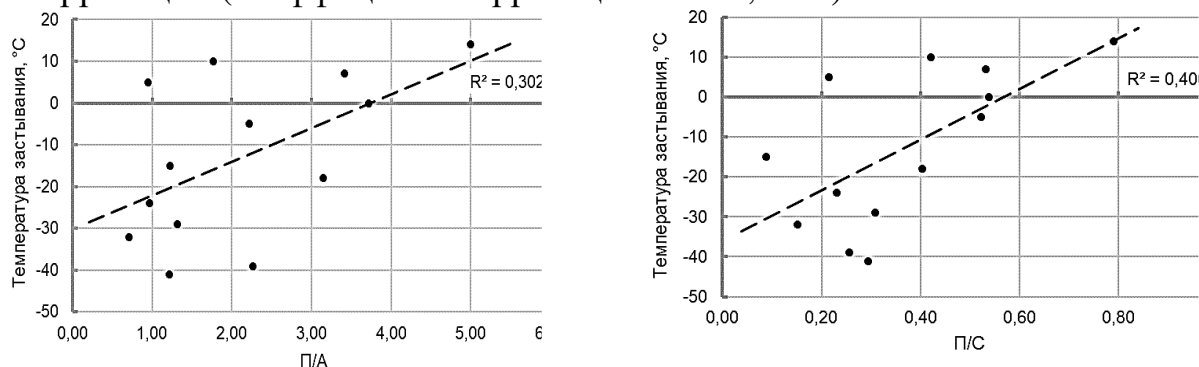


Рисунок 1 – Зависимости температуры застывания нефтей от параметров П/А и П/С

Как видно из Рисунка 1, коэффициент корреляции  $R^2$  параметров П/А и П/С с температурой застывания намного больше, чем для параметра А/С. Это указывает на то, что между параметрами П/А, П/С и температурой застывания существует взаимосвязь, и, судя по Рисунку 1, чем меньше значения параметров П/А и П/С, тем ниже температура застывания. Взаимодействие асфальтенов и смол с парафинами зависит от структуры их молекул, то есть от наличия и длины боковых алфатических заместителей, способных встраиваться в кристаллическую решетку парафинов и приводящих к образованию парафино-асфальтеновых агрегатов. Подобное взаимодействие способствует снижению температуры насыщения парафинами и, соответственно, температуры застывания.

Таким образом, на основании проведенных исследований, установлено, что для оценки возможных значений температуры застывания нефти при про-

ведении подготовительных работ по безопасной остановке нефтепровода, целесообразно использовать параметры П/А (П/С) или П/(А+С).

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мурзаков В.М., Сабаненков С.А., Сюняев З.И. Влияние нефтяных смол на коллоидную устойчивость асфальтеносодержащих дисперсных систем / Химия и технология топлив и масел. 1980. №10. С. 40–41.
2. Хасбиуллин И.И., Валиев М.И., Суховой М.В., Гареев М.М. Влияние асфальтено-смолистых веществ на эффективность противотурбулентной присадки / Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 2. С. 144–150.

УДК 502.12

### **МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРИРОДНЫХ СРЕД НА ТЕРРИТОРИЯХ, ПОДВЕРГШИХСЯ ВЛИЯНИЮ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

*Р.А. Хураמיшина, В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа*

Работа посвящена актуальной проблеме мониторинга состояния природных сред на территориях, подвергшихся влиянию нефтяной промышленности.

На сегодняшний день с развитием нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности проблема загрязнения окружающей природной среды нефтью и нефтепродуктами становится актуальной проблемой [1].

Специфическим источником загрязнения природной среды в зонах воздействия предприятий нефтяной промышленности являются подземные скопления нефтепродуктов.

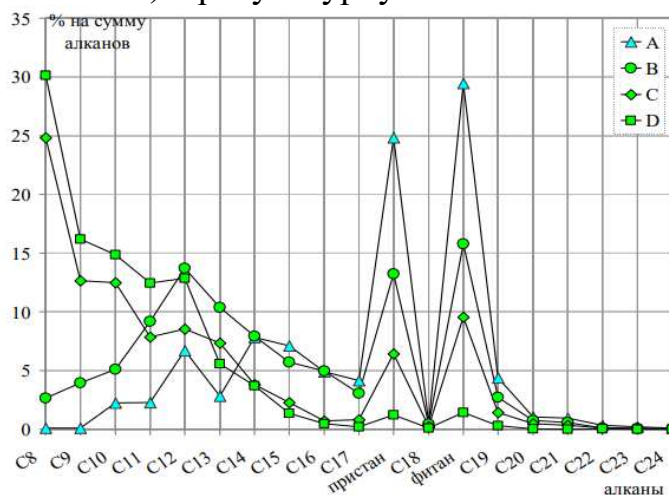
Попадая на почву, нефтяные углеводороды (УВ) мигрируют в грунтах зоны аэрации в виде первичных и вторичных потоков, скапливаясь в антиклинальных углеводородных ловушках, и в конечном результате разгружаются в близлежащие водные объекты, становясь источниками вторичного загрязнения [2].

Такой источник загрязнения отличается от традиционных из-за неопределенности локализации в пространстве, появления во времени, отсутствия внешних проявлений до момента попадания нефтепродуктов в водоем или на дневную поверхность из подземных горизонтов. Чтобы оценить поведение нефтепродуктов в природных средах, необходимо знать не только источники их поступления, но также понимать закономерности миграции и перераспределения углеводородов, включая отложения в сопряженных компонентах природной среды.

Накопленные в почве нефтепродукты классифицируются как накопленный экологический ущерб по следующим критериям: уровень загрязнения, наличие условий для увеличения уровня загрязнения при миграции нефтепродуктов с грунтовыми водами, токсичности продуктов в составе объекта накопленного экологического ущерба, а также по чрезвычайно низкой скорости самоочищения грунтов от нефтепродуктов.

Целью работы является исследование процессов распространения в подземных горизонтах вторичных техногенных потоков нефтяных углеводородов на территориях, подвергшихся влиянию нефтехимических предприятий.

В процессе внутриводной миграции техногенного нефтяного потока к реке происходит уменьшение относительного содержания более лёгких компонентов. Наибольшее снижение содержания легких углеводородов нефти наблюдалось при переходе техногенного потока из водной среды с ламинарными условиями (подземный сток) в реку с турбулентным течением.



А – на поверхности воды в реке на участке подрусловой разгрузки (плёнка);

В, С и D – из технологических шурфов

Рисунок 1– Процентное соотношение н-алканов C8-C24 и изопренанов в пробах нефтяных УВ

Проведенные исследования свидетельствуют о значительном распространении в подземных горизонтах вторичных техногенных потоков нефтяных углеводородов. Наибольшая потеря легких нефтяных углеводородов отмечается при переходе техногенного потока из водной среды с ламинарными условиями (подземный сток) в реку с турбулентным характером течения. Также с уверенностью можно предположить, что одним из важных и значимых факторов формирования объектов накопленного экологического ущерба будет низкая скорость самоочищения депонирующих компонентов природной среды. Таким образом, учитывая масштабы нефтяных скоплений на участке левобережья реки, является достаточно целесообразной разработка технологии извлечения нефтяных углеводородов с последующей их переработкой в товарный продукт.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Галиулин Р.В., Галиулина Р.А., Башкин В.Н. Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью // Вода: химия и экология. 2016. № 11 (101). С. 10-15
2. Rizwan R., Gurdeep S. Impact of Industrial Development on Surface Water Resources in Angul Region of Orissa // International Journal of Environmental Sciences. 2010. Vol. 1. No. 4. P. 514-522.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ

*Р.А. Хураמיшина, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа*

Перспективным направлением удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в объектах транспорта и хранения нефти является использование метода физического воздействия с применением ультразвуковой обработки.

При ультразвуковом воздействии создается плоская акустическая волна. Из-за чередования положительных и отрицательных волн давления в растворе создается кавитация и далее – пузырьки микронных размеров. Температура внутри кавитирующего пузырька может быть чрезвычайно высокой при давлении до 500 атм. Из-за сочетания давления, температуры и скорости струя освобождает загрязняющие вещества от их связей с подложкой. Благодаря небольшому размеру струи и относительно высокой энергии ультразвуковая очистка способна проникать в небольшие щели и эффективно удалять захваченные отложения.

Целью работы является разработка системы математических уравнений на языке программирования Python, моделирующей процесс изменения фронта плавления отложений при различной температуре с учетом работы ультразвукового излучателя.

Методика проведения исследований заключается в следующем: для описания распространения тепла проведен ряд теоретических исследований процесса формирования кавитационной области в вязких средах под воздействием ультразвуковых колебаний.

В работе [1] проведен анализ моделирования применения ультразвука для очистки от асфальто-смолистых и парафиновых отложений на объектах транспорта и хранения нефти, согласно которому установлен повышающий коэффициент для уравнения теплопроводности за счет использования ультразвукового воздействия. По данным проведенного эксперимента было установлено, что ультразвуковое воздействие ускоряет процесс очистки по сравнению с тепловой обработкой той же мощности на 54 %. Соответственно, рекомендуется использовать следующее уравнения для распространения тепла за счет ультразвукового воздействия.

$$c_v \left(1 + \frac{\chi_0}{r} e^{-\alpha r}\right)^{-1} r^2 \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial r} \left( \lambda r^2 \frac{\partial T}{\partial r} \right), \quad (1)$$

где  $T$  – температура нефти/АСПО в исследуемом объеме;  $r$  – радиус (расстояние до начала координат);  $c_v$  – объемная теплоемкость нефти/АСПО;  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности нефти/АСПО.

Также для сравнения рассматривается более простая плоская задача

$$c_v \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial r} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right). \quad (2)$$

Положение фронта задается функцией  $s(t)$ , уравнение теплопроводности (1) или (2) решается в двух областях (до и после фронта плавления):

$$R_{min} < r < s(t): \lambda = \lambda_n, c_v = c_{vn},$$

$$s(t) < r < R_{max}: \lambda = \lambda_a, c_v = c_{va}.$$

На стыке областей фиксируется температура плавления  
 $T(s(t), t) = T_{пл}$

3)

и задается условие Стефана

$$\lambda_n \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=s(t)-0} - \lambda_a \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=s(t)+0} = -L\rho_a r^d \frac{ds}{dt},$$

4)

где  $L$  – удельная теплота плавления;  $\rho_a$  – плотность АСПО.

Для численного решения задачи Стефана 1-4 с различными типами граничных условий разработана программа на языке Python, основанная на использовании классической консервативной разностной схемы второго порядка из [2].

На рисунке 3 представлен результат численного эксперимента по определению движения фронта плавления в зависимости от температуры на левой границе.

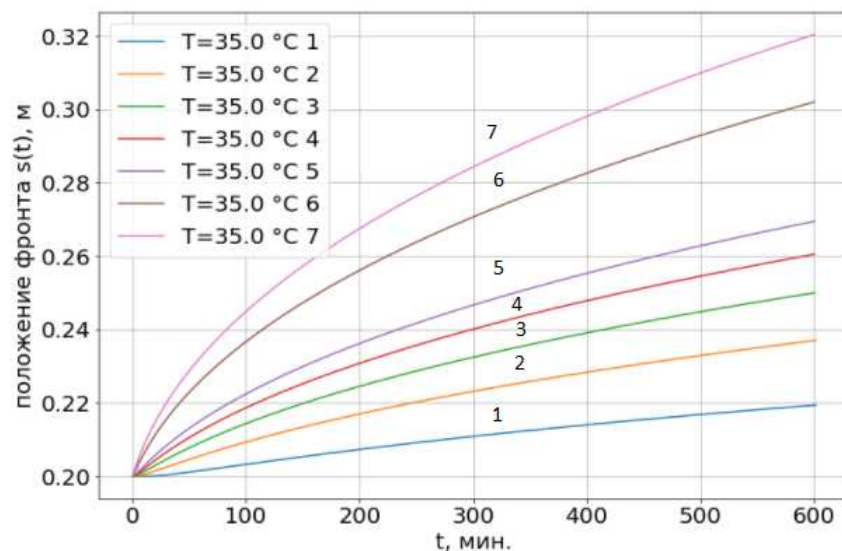


Рисунок 1 – Графики перемещения фронта плавления при различной температуре на левой границе

На основании проведенных численных исследований видна качественно верная картина перемещения фронта плавления. При правильно заданных коэффициентах модель представляет возможность планировать необходимое время воздействия источника тепла и ультразвука для разрушения отложений. Очевидно, что для получения количественно верных результатов требуется решение обратных задач (например, определения зависимостей и коэффициентов, определяющих влияние ультразвука на процесс).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Безмянников Т.И., Павлов М.В., Валеев А.Р., Мастобаев Б.Н. Моделирование применения ультразвука для очистки от асфальто-смолистых и парафинистых отложений на объектах транспорта и хранения нефти и газа // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2018. № 3. С. 22-26.
2. Самарский, А.А Введение в теорию разностных схем / А.А Самарский. – Москва: «Наука», 1977. – 657 с.

УДК 62-1

### МИНИМИЗАЦИЯ ПОТЕРЬ НАПОРА ГАЗОПРОВОДА

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

Актуальная проблема в газоперекачивающей отрасли – уменьшение гидравлического сопротивления магистрального трубопровода при перекачке для снижения потерь напора и давления при движении перекачиваемого продукта.

Шероховатость внутренней поверхности трубопровода напрямую влияет на транспортировку продукта, которую производители стараются снижать для достижения минимальных значений показателя шероховатости.

Потери давления при движении газа чаще всего происходят на горизонтальных участках газопровода и пропорциональны их длине. В то же время степень снижения давления зависит от диаметра труб, скорости течения газа, материала трубопровода, эквивалентной шероховатости стенок и гидравлического режима работы. Потери давления на трение и коэффициент гидравлического сопротивления напрямую зависят от производителя материалов и режимов перекачки нефти и газа, а также от требований норм эксплуатации [1].

Новизна работы заключается в разработке методики определения оптимальной технологии снижения гидравлических сопротивлений с учетом эксплуатационных характеристик трубопровода и экономической целесообразности данного мероприятия [2].

Задачей исследования является выявление путей решения проблемы уменьшения шероховатости внутренней поверхности трубопровода с целью повышения их производительности и оценка экономической составляющей, а именно: сравнительный анализ затрат на снижение шероховатости и затрат энергии на перекачку газа как в условиях эксплуатации магистральных и промысловых трубопровода, так и на стадии производства.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дейнеко С.В., Алихашкин А.С., Шестаков Р.А., Уланов В.В. Основное технологическое оборудование и процессы транспорта нефти и нефтепродуктов. Москва, 2018.
2. Уланов В.В., Яцкевич Д.А., Филиппов С.А. К вопросу о моделировании гидравлического удара в трубопроводах. Промышленный сервис. 2015. № 4 (57). С. 33-39.



## **ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗНЫХ СОРТОВ НЕФТИ НА ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ В МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ СРЕДЫ**

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

В нашей стране ежегодно добывается около 500 млн. тонн нефти в год. Есть шесть разновидностей нефти: Urals, Espo, Sokol, Vityaz, ARCO, Sakhalin Blend, Siberian Light. Нефть сорта Urals (содержание серы 1,30%) получается при смешивании тяжелой сернистой нефти с уральских месторождений и легкой с западносибирских. Siberian Light (сера 0,57%) – малосернистая, состоит из нескольких видов нефти, которая добывается в ЯНАО и ХМАО. Марки Sokol (сера 0,23%) и Vityaz (сера 0,18%) добываются в рамках проекта Сахалин-1 и Сахалин-2 соответственно. ESPO – это сорт нефти с восточносибирских месторождений, с содержанием серы 0,62%, транспортируется по МНП Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО). ARCO (Arctic Oil) добывается на Приразломном месторождении (сера 2,30%). Sakhalin Blend (сера 0,09%) – нефть, которая получается из смеси марки Vityaz с газовым конденсатом с Киринского месторождения. Упрощает экспорт данного сырья разделение нефти на несколько сортов что позволяет судить о компонентном составе каждой товарной единицы.

Такие физические свойства нефти как плотность, динамическая и кинематическая вязкость играют важную роль в транспорте сырья. Стоит отметить, что в процессе транспортировки на нефть влияет множество факторов, которые необходимо учитывать, чтобы повысить эффективность трубопроводного транспорта нефти в целом. Такими факторами являются: высотная отметка, давления в начале и в конце трубопровода, температура перекачиваемого продукта и окружающей среды, шероховатость внутренней поверхности стенки трубопровода. В том числе стоит учитывать фактор влияния изменения температуры перекачиваемого продукта на давление в магистральном нефтепроводе [1,2].

В работе было проведено исследование по изучению влияния компонентного состава различных сортов нефти на изменение давления в трубопроводе при перекачке [3].

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Дейнеко С.В., Алихашкин А.С., Шестаков Р.А., Уланов В.В. Основное технологическое оборудование и процессы транспорта нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]: учебное пособие. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/content/23045> (дата обращения: 11.11.2021).
2. Шестаков Р.А. Разработка методики параметрической диагностики технологических участков магистральных нефтепроводов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Шестаков Роман Алексеевич. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2019. – 155 с.
3. Коваленко А.Н., Уланов В.В., Шестаков Р.А. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов Часть 2. Задачник по курсу [Электронный ресурс]: учебное пособие. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/content/23049> (дата обращения: 08.11.2021).

## РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ

*Н.В. Чухарева, М.Е. Луценко, ТПУ, г. Томск*

Безаварийная работа объектов трубопроводного транспорта нефти закладывается на стадии проектирования. Принятие первичных технических решений связано с характеристиками перекачиваемой среды, расстояниями ближнего и дальнего транспорта, инфраструктурой региона строительства, климатическими условиями и металлоемкостью проекта, сопряженного с выбором оптимального диаметра трубопровода (ТП) и толщины стенки. При этом не всегда возможно предусмотреть влияние изменения реологических свойств нефти на устойчивую и безаварийную работу опасных производственных объектов, классифицируемых в соответствии с №116-ФЗ. В то время как для предприятий магистрального транспорта изменения носят менее выраженный характер, то при эксплуатации нефтесборных коллекторов, это особенно актуально, что в разной степени отражается на изменении напряженно-деформированного состояния (НДС) ТП при развитии нестационарных явлений, к которым относятся гидравлические удары (ГУ).

ГУ посвящено много работ [1, 2], на основе которых предложены высокоэффективные способы защиты, что доказывают объекты ПАО «Транснефть». С другой стороны, для систем сбора нефти, расположенных на территории месторождений, технические решения не всегда оперативно могут защитить нефтесборные коллекторы от резкоизменяющихся условий перекачки, вследствие развития фазовых переходов и нарушения сплошности потока. Поэтому более высокой степенью защиты таких объектов от разрушений может быть разработка дополнительных экспертных решений на стадии проектирования при выборе оптимальных параметров труб между двумя близлежащими смежными диаметрами.

Решение указанной задачи может быть реализовано путем создания базы данных, с изменяющимися характеристиками ТП, перекачиваемой среды и НДС в момент резкого перепада давления, что позволит выбрать вариант с более высокими показателями надежности.

В проведенных исследованиях при формировании базы данных был использован программный продукт Ansys, по которому определяли параметры НДС в момент возникновения и развития ГУ. В качестве исходных данных принимали две пары трубопроводов смежных диаметров разных марок стали с равным массовым расходом  $G = \text{const}$  и равным рабочим давлением  $P = \text{const}$  при плотности перекачиваемой среды –  $850 \text{ кг/м}^3$ . Толщину стенки рассчитывали по ГОСТ 55990-2014 и принимали в зависимости от давления эксплуатации (таблицы 1, 2).

Таблица 1 – Результаты расчета при  $G = const$ 

|  | Наруж-<br>ный<br>диаметр<br>НП (мм) | Рабочее<br>давление<br>(МПа) | Массо-<br>вый<br>расход<br>нефти<br>(кг/с) | Марка<br>стали | Масса<br>метра<br>трубы<br>(кг) | Тол-<br>щина<br>стенки<br>(мм) | Эквивалентные<br>напряжения по<br>Мизесу при гид-<br>роударе (МПа) | Запас<br>проч-<br>ности |
|--|-------------------------------------|------------------------------|--------------------------------------------|----------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------------------------------------|-------------------------|
|  | 178                                 | 10,0                         | 35                                         | 10Г2С1         | 21,33                           | 5                              | 226,27                                                             | 1,48                    |
|  | 219                                 | 7,5                          | 35                                         | 10Г2С1         | 21,21                           | 4                              | 250,58                                                             | 1,34                    |
|  | 178                                 | 10,0                         | 35                                         | 09Г2С          | 21,33                           | 5                              | 226,67                                                             | 1,52                    |
|  | 219                                 | 7,5                          | 35                                         | 09Г2С          | 21,21                           | 4                              | 250,57                                                             | 1,38                    |
|  | 377                                 | 7,0                          | 180                                        | 10Г2С1         | 63,87                           | 7                              | 252,55                                                             | 1,33                    |
|  | 426                                 | 6,1                          | 180                                        | 10Г2С1         | 72,33                           | 7                              | 247,27                                                             | 1,35                    |
|  | 377                                 | 7,0                          | 180                                        | 09Г2С          | 63,87                           | 7                              | 251,96                                                             | 1,37                    |
|  | 426                                 | 6,1                          | 180                                        | 09Г2С          | 62,15                           | 6                              | 275,55                                                             | 1,25                    |

Таблица 2 – Результаты расчета при  $P = const$ 

|  | Наруж-<br>ный<br>диаметр<br>НП (мм) | Рабочее<br>давление<br>(МПа) | Массо-<br>вый<br>расход<br>нефти<br>(кг/с) | Марка<br>стали | Масса<br>метра<br>трубы<br>(кг) | Тол-<br>щина<br>стенки<br>(мм) | Эквивалентные<br>напряжения по<br>Мизесу при гид-<br>роударе (МПа) | Запас<br>проч-<br>ности |
|--|-------------------------------------|------------------------------|--------------------------------------------|----------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------------------------------------|-------------------------|
|  | 178                                 | 7,5                          | 35                                         | 10Г2С1         | 17,16                           | 4                              | 224,98                                                             | 1,49                    |
|  | 219                                 | 7,5                          | 50                                         | 10Г2С1         | 21,21                           | 4                              | 260,44                                                             | 1,29                    |
|  | 178                                 | 7,5                          | 35                                         | 09Г2С          | 17,16                           | 4                              | 225,41                                                             | 1,53                    |
|  | 219                                 | 7,5                          | 50                                         | 09Г2С          | 21,21                           | 4                              | 260,94                                                             | 1,32                    |
|  | 377                                 | 6,1                          | 140                                        | 10Г2С1         | 54,89                           | 6                              | 252,88                                                             | 1,32                    |
|  | 426                                 | 6,1                          | 180                                        | 10Г2С1         | 72,33                           | 7                              | 247,41                                                             | 1,35                    |
|  | 377                                 | 6,1                          | 140                                        | 09Г2С          | 54,89                           | 6                              | 252,07                                                             | 1,37                    |
|  | 426                                 | 6,1                          | 180                                        | 09Г2С          | 62,15                           | 6                              | 275,55                                                             | 1,25                    |

Исследования показали, что выбранные пары ТП при условиях  $G = const$  (табл. 1) и  $P = const$  (табл. 2) имеют различные показатели НДС в момент возникновения и развития ГУ. ТП с меньшей массой на один метр трубы могут иметь как пониженные, так и повышенные запасы прочности (выделенные строки в таблицах). Поэтому выбор окончательного решения не всегда оптимален при сокращении металлоемкости проекта. Должны учитываться условия минимизации вероятности возникновения пластических деформаций при разной толщине стенки трубы. ТП большего диаметра не всегда являются приемлемым вариантом, с учетом возможного воздействия нестационарных процессов. Это доказывает необходимость разработки обширной базы данных с большим числом переменных факторов, определяющих условия эксплуатации ТП.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Людвинская, А.Р. К вопросу о гидроударе на магистральном трубопроводе / А.Р. Людвиницкая, О.Н. Миронова, А.И. Аюпов // Трубопроводный транспорт – 2016: материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции / редкол. Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 412-413.
2. Ледовский, Г.Н. Влияние обратного и перепускного клапанов на параметры гидроудара / Г.Н. Ледовский, А.Е. Белоусов, О.В. Кабанов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2016. – С. 281-289.

**РАСЧЕТЫ ТЕПЛОПOTЕРЬ ПРИ ПОДДЕРЖАНИИ ЗАДАННОЙ  
ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОДУКТА В РЕЗЕРВУАРАХ***Д.Т. Шагеева, Н.А. Гареева, Р.М. Аскарлов, УГНТУ, г. Уфа*

«Малые дыхания» резервуаров вертикальных стальных (РВС) происходят из-за изменения температуры паровоздушной смеси и хранимого нефтепродукта в течение суток. Днем (особенно летом) температура повышается, испарения и объем паровоздушной смеси увеличиваются, срабатывает клапан и выпускает смесь в атмосферу, ночью давление в газовом пространстве резервуара уменьшается, при вакууме свыше допустимого срабатывает дыхательный клапан, впуская воздух из атмосферы в резервуар. Днем этот воздух насыщается парами нефтепродукта, и описанный процесс повторяется вновь. Из чего следует, что серьезным фактором воздействия на величину «малого дыхания» является температура.

Теоретически эксплуатация РВС без потерь нефтепродуктов возможна. Для этого необходимо искать варианты, в т.ч. не связанные с принципиальным изменением конструкции. Предлагается вариант установки с использованием холодильной машины, у которой испаритель будет выполнен в виде змеевиков или спиральных трубок, которые будут расположены на внутренней стенке резервуара. При этом хладагент одновременно охлаждает нефтепродукт и внутреннюю поверхность стенки резервуара. Управление электроснабжением осуществляется автоматической компьютерной системой, которая поддерживает заданную температуру продукта (понижает днем и стабилизирует ночью). Чем выше температура воздуха, тем больше энергии потребуется использовать, обеспечивая стабильную температуру резервуара и нефтепродукта в целом. Принципиальная схема установки с охлаждением изображена на рисунке 1.

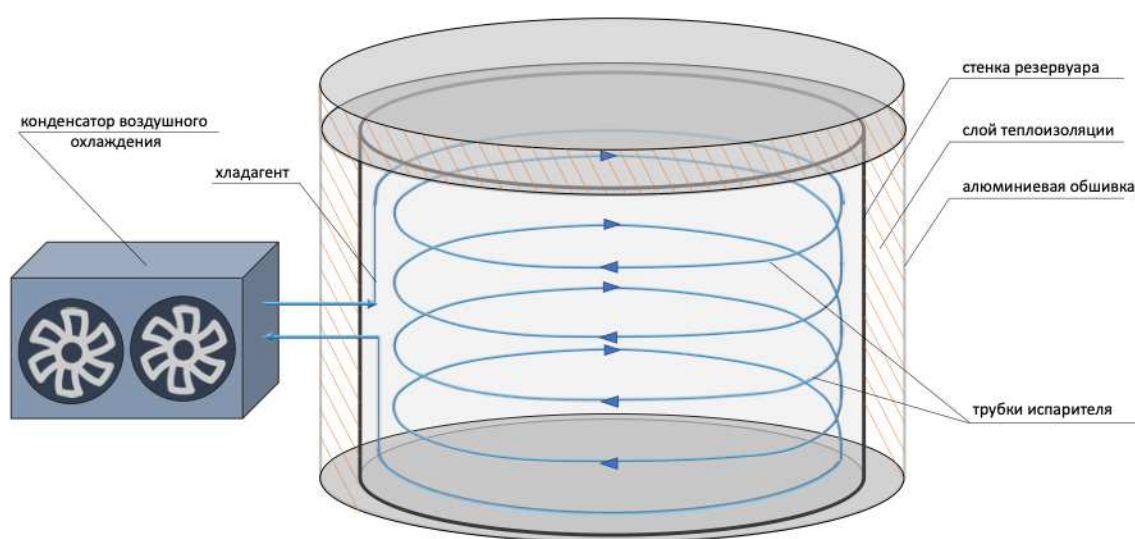


Рисунок 1 – Принципиальная схема установки с регулировкой температуры РВС

В качестве примера расчета теплотерь, рассмотрим резервуар РВС 10000 м<sup>3</sup>, заполненный дизельным топливом в Оренбургской области. Расчет производится для наиболее сложных условий эксплуатации резервуара РВС-10000 при самой высокой температуре в июле, самой холодной в декабре и в апреле, когда наименьшее значение разности температур в ночное и дневное время. Температура наружного воздуха в Оренбургской области принята согласно СП131.13330.2020 [1].

Температуру дизельного топлива необходимо поддерживать на уровне плюс 15-17 °С в июле, в декабре минус 12 °С, в апреле плюс 3 °С.

Расчет производится, согласно [2] с учетом теплоизоляции стенки (минеральная вата толщиной 80 мм, коэффициент теплопроводности 0,038 Вт/(м·К);

Основные конструктивные параметры РВС-10000 в двух исполнениях:

Первое исполнение:

- внутренний диаметр  $d_{вн}=28,5$  м;

- высота стенки  $h=17,88$  м;

Второе исполнение:

- внутренний диаметр  $d_{вн}=34,2$  м;

- высота стенки  $h=12$  м;

Общее значение теплотерь резервуара определялось по формуле 1, Вт:

$$Q = Q_{осн} + Q_{ст} + Q_{крыши}, \quad (1)$$

где  $Q_{осн}$  – теплотери через основание резервуара, Вт

$Q_{ст}$  – теплотери через наружную стенку резервуара, Вт

$Q_{крыши}$  – теплотери через крышу резервуара резервуара, Вт

Основные результаты в таблице.

Таблица 1 – Результаты расчетов

| Исполнение РВС-10000 | Месяц      |            |            |
|----------------------|------------|------------|------------|
|                      | Июль       | Декабрь    | Апрель     |
| 1                    | -23,72 кВт | 0,886 кВт  | -7,533 кВт |
| 2                    | -26,38 кВт | -0,047 кВт | -6,664 кВт |

Для зимних месяцев, когда температура воздуха отрицательная, необходимо подогревать дизельное топливо до температуры в дневное время суток. Поэтому, знак минус означает, что требуется охлаждение резервуара, а при положительном значении требуется его обогрев. Наиболее энергозатратными являются летние месяцы, наименее – зимние месяцы. Осенью и весной на систему приходится средняя нагрузка.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП131.13330.2020 Свод правил строительная климатология [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573659358> (дата обращения 25.10.2021)
2. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. Изд. 2-е, стереотип. М.: «Энергия», 1977. - 344 с.

## **КОНТРОЛЬ ОБРАЗОВАНИЯ СМЕСИ ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ**

*А.М. Шайхинуров, А.В. Пашковская, УГНТУ, г. Уфа*

Основным методом транспортировки нефтепродуктов по трубопроводам является их последовательная перекачка.

Метод последовательной перекачки может осуществляться следующими способами: с разделителем и прямым контактированием.

Но ввиду имеющихся недостатков использования разделителей, при осуществлении метода последовательной перекачки наибольшее распространение получил способ прямого контактирования. При соблюдении определенных правил и специального регламента всех технологических операций количество образующейся смеси не превышает 0,3–0,6% от объема трубопровода.

Основными задачами при последовательной перекачке является максимальное снижение объема смеси и сохранение показателей качества перекачиваемых продуктов.

С целью снижения потерь нефтепродуктов в результате смесеобразования необходим максимально точный контроль последовательной перекачки.

На настоящий момент для контроля последовательной перекачки предложено множество конструкций приборов, основанных на различных методах. Наибольшее распространение получили методы, основанные на различии физических свойств нефтепродуктов: плотности, диэлектрической постоянной, вязкости, скорости прохождения ультразвука, показателя лучепреломления и т.п. Также были разработаны методы, основанные на слежении за движением какого-либо индикатора – радиоактивных изотопов (метод меченых атомов), флуоресцентных красителей и т.п., но они не получили широкого распространения.

Метод контроля последовательной перекачки по оптической плотности наиболее точен. Действительно, оптические методы контроля выгодно отличаются от других тем, что позволяют при относительной простоте конструкции обеспечить быстрый и достоверный анализ различных жидкостей, в частности определять концентрацию каждого нефтепродукта в смеси.

В работе предлагается метод контроля последовательной перекачки нефтепродуктов на основе определения показателя преломления света жидкости при изменении концентрации движущихся в процессе перекачки продуктов.

Распознавание продукта предполагается проводить оптоволоконным рефрактометром. Принцип его действия основан на изменении полного внутреннего отражения света при его прохождении по оголенному участку многомодового оптического волокна, при этом распространение вытекающих мод из передающего оптического волокна в приемное тем больше, чем больше разность показателей преломления сердцевины волокна и окружающей его среды. По величине (амплитуде) принятого оптического сигнала можно уверенно различать нефтепродукты различных групп и марок.



## **РАЗВИТИЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ**

*А.М. Шайхинуров, А.В. Пашковская, УГНТУ, г. Уфа*

Транспортировка нефтепродуктов от мест производства до мест хранения и распределения до потребителей в современном мире осуществляется разнообразными видами транспорта, в том числе и трубопроводным.

Способ транспортировки различных нефтепродуктов по одному и тому же трубопроводу, безусловно, прогрессивен, поскольку позволяет отказаться от строительства сети параллельных трубопроводов (для каждого нефтепродукта — свой трубопровод) и гарантирует достаточно равномерное снабжение потребителей всеми видами моторных топлив. В то же время этот способ имеет существенный недостаток, поскольку в области контакта последовательно движущихся нефтепродуктов образуется смесь, которую затем приходится подмешивать (раскладывать) к исходным нефтепродуктам. Тем не менее при соблюдении специальных правил транспортировки и обеспечении жесткого регламента всех технологических операций последовательная перекачка нефтепродуктов не только возможна, но и доказала свои преимущества многолетней практикой.

В настоящее время метод последовательной перекачки активно используется во всему миру, поэтому исследование предпосылок зарождения данного метода является актуальной целью.

В докладе дается краткое описание сути процесса последовательной перекачки нефтепродуктов, производится анализ исторического возникновения метода последовательной перекачки.

В России первые опыты по перекачке по одному и тому же трубопроводу керосина и газойля, то есть двух разнородных жидкостей, провел стране инженер А.А. Кащеев в 1930-1932 гг. на керосинопроводе «Баку - Батуми».

В конце 30-х годов XX в. инженер Д.А. Черняев на нефтепродуктопроводе «Каспий - Орск» осуществил последовательную перекачку воды и нефти

Уже в 40-е годы профессором Яблонским В. С. разрабатывалось теоретическое обоснование последовательной перекачки нефтепродуктов, и в 1946 г. им был издан первый труд по этой тематике. В дальнейшем последовательной перекачкой занимались Юфин В.А, Новоселов В.Ф., Лурье М.В., Марон В.И., Закиров Г.З., Гареев М.М., Нечваль М.В. и другие.

Развитие технологии последовательной перекачки в активном темпе началось после Второй Мировой войны в 50-60 годы. Характерной особенностью развития стал курс на создание так называемых разветвленных нефтепродуктопроводов, то есть нефтепродуктопроводов, включающих большое число отводов и ответвлений.

**ПРОБЛЕМА ВЛИЯНИЯ РАБОТЫ УСТРОЙСТВА «ДИОГЕН» НА  
ОСТОЙЧИВОСТЬ ПОНТОНОВ РВСП***Т.И. Шакиров, И.Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа*

Как известно, в процессе хранения нефти на дне вертикальных резервуаров образуются асфальто-смолистые парафиновые отложения. Особенно эта проблема актуальна для резервуаров, где нефть хранится значительное время после закачки. При длительной эксплуатации резервуара масса таких отложений исчисляется в тысячах тонн [1]. Массивные отложения снижают полезный объём нефтехранилища, что ведёт к снижению его экономической эффективности. Вторая проблема заключается в возникновении коррозионно-опасных зон под отложениями. Такие участки сложно диагностировать ввиду их труднодоступности. Кроме того, при возникновении асфальто-смолистых парафиновых отложений страдает качество и самой нефти, поскольку её тяжёлые фракции остаются в виде осадка в резервуаре.

Очистка резервуаров от донных отложений – необходимая процедура, которую регулярно проводят на всех действующих объектах. Очистку при этом осуществляют механическим (ручным), гидравлическим способами, а также при помощи поверхностно-активных веществ. Резервуар при этом опорожняют от нефти, а весь процесс обычно занимает 2-3 месяца. Такая процедура негативно сказывается на экономической эффективности нефтехранилищ в целом [2].

Наиболее целесообразным в данном случае выглядит применение электромеханических винтовых устройств. К примеру, в нашей стране широко известны устройства типа «Диоген». Такие установки используют повсеместно в России и за рубежом как для уменьшения скорости образования отложений, так и для размыва уже сформировавшихся осадков. К сожалению, полностью очистить резервуар от парафиновых отложений такие устройства не могут, однако их регулярное применение позволяет реже прибегать к зачистке резервуара с выводом его из эксплуатации [3].

Тенденции в проектировании и строительстве резервуаров для нефти в последнее время тяготеют к тому, чтобы все строящиеся резервуары были оборудованы понтоном. Применимость электромеханических винтовых устройств в данном случае не исследована: неизвестно, как турбулентные потоки нефти, создаваемые устройством, влияют на остойчивость понтона и до какой отметки допускается его опускать без риска потери работоспособности.

В нормативной документации отсутствует информация, с помощью которой можно было бы определить влияние работы устройства «Диоген» на остойчивость понтона. Однако эту проблему можно решить с помощью моделирования процесса размыва донных отложений в расчётных программных комплексах [4]. В таком случае необходимо определить минимально допустимую высоту положения понтона относительно дна резервуара, при котором работа устройства «Диоген» не будет влиять на его остойчивость.



#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кононов О.В. Развитие технологий и технических средств для борьбы с отложениями в нефтяных ёмкостях: автореферат дис. кан. наук – Уфа: 2010 г. – 24 с.
2. В.А. Пильщиков, Ю.В. Еремина, В.С. Цветков, А.А. Пимерзин, О.В. Швецов, О.А. Белов. Исследование состава донных отложений в резервуарах хранения нефти//Вестник СГТУ – 2018: тезисы докладов, 2018.
3. ОР-23.020.00-КТН-230-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Зачистка резервуаров от донных отложений. Порядок организации и выполнения работ.
4. Лукьянова И.Э., Шмелев В.В. Методические вопросы построения моделей в среде FlowVision для комплексного исследования процессов удаления отложений в нефтяных резервуарах // Мировое сообщество: проблемы и пути решения: Сб. науч. статей. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005г. №18. С. 25-37.

УДК 620.19

### **ВЕЙВЛЕТНОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ АКУСТИКО-ЭМИССИОННОГО СИГНАЛА ДЛЯ ПОДАВЛЕНИЯ УРОВНЯ СЛУЧАЙНЫХ ШУМОВ И ПОМЕХ**

*Д.Р. Шарафутдинов, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время нефтегазовое и нефтехимическое оборудование (трубопроводные системы, сосуда и аппараты) имеют весьма длительные сроки эксплуатации, которые составляют несколько десятков лет. Для обеспечения их безаварийной работы первоочередную роль играет неразрушающий контроль и техническая диагностика, которая позволяет своевременно обнаруживать дефекты в оборудовании и проводить их текущий ремонт или полную замену.

Для контроля технического состояния нефтегазового и нефтехимического оборудования, имеющего большие габаритные размеры, наиболее эффективно применение автоматизированных систем непрерывной диагностики (мониторинга). В таких системах сбор информации с множества датчиков, установленных на объекте контроля, математический анализ и интерпретацию осуществляет микропроцессорная система с соответствующим программным обеспечением. При наступлении аварийной ситуации на объекте, система мониторинга выдает звуковой и световой сигнал с указанием месторасположения дефектного участка.

Для мониторинга технического состояния нефтегазового и нефтехимического оборудования наиболее эффективным является метод акустической эмиссии.

Для обнаружения опасных развивающихся дефектов сплошности металла (трещин, расслоений и т.д.) наиболее эффективен метод акустической эмиссии, который основан на приеме акустических волн, распространяющихся в металле от источников акустической эмиссии – растущих трещин и разрывов металла. Это единственный метод, который позволяет в реальном времени следить за характером образования и развития дефектов в материале всего объекта в целом. [1] Чувствительность этого метода очень высока, поэтому им можно

обнаружить весьма удаленные от акустического преобразователя (приемника) растущие трещины.

Акустико-эмиссионные сигналы, полученные с выхода акустического преобразователя, имеют шумоподобный характер, который имеет множество осцилляций с различной амплитудой и частотой. Спектральный анализ показывает, что энергия акустико-эмиссионного сигнала от дефектов сплошности может распределяться в широком диапазоне частот, что обусловлено наличием, кроме полезного сигнала от дефекта сплошности, посторонних шумов и помех, существенно ухудшающих результаты контроля.

На техническом уровне для подавления уровня шумов в акустико-эмиссионном сигнале, в аппаратуре применяются узкополосные акустические преобразователи и полосовые аналоговые фильтры. Однако, как показывает практика, при этом теряется и полезная информация о дефектах сплошности в металле.

На программном уровне в аппаратуре для подавления уровня шумов в акустико-эмиссионном сигнале применяются цифровые методы обработки информации, включающие цифровую фильтрацию, корреляционный анализ и специальные методы спектрального анализа.

В настоящее время наиболее перспективным методом подавления уровня случайных шумов в акустико-эмиссионном сигнале является его дискретное вейвлетное преобразование [1].

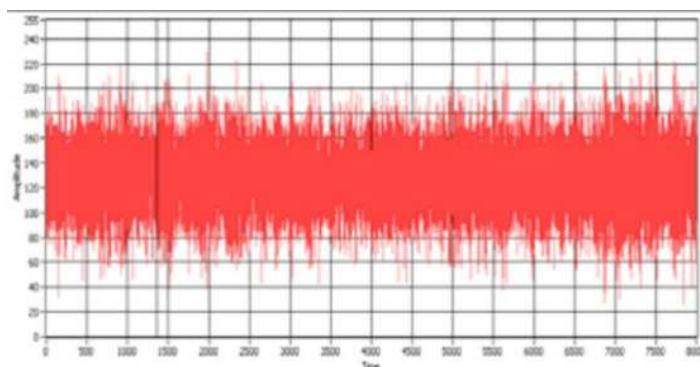


Рисунок 1 – Акустико-эмиссионный сигнал от излома грифеля в трубе с водой с работающим насосом

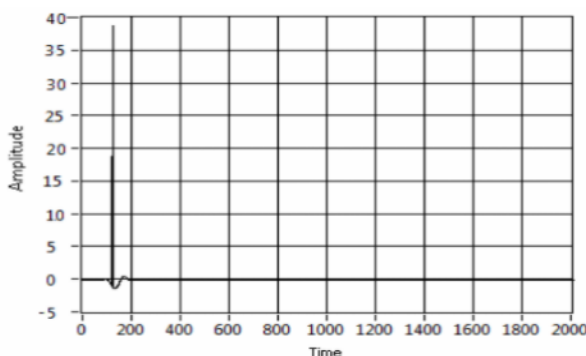


Рисунок 2 – Результат вейвлетного преобразования акустико-эмиссионного сигнала

Эффективность этого подхода показывают графики акустического сигнала сломанного грифеля карандаша при работающем насосе (рис.1) после его вейвлетного преобразования (рисунок 1-рисунок 2) [2].

Исследования показали, что эффективность подавления уровня случайных шумов и помех в акустическом сигнале значительно зависит от вида материнской вейвлетной функции. По своей форме должна быть наиболее адаптирована к форме измеренного сигнала от источника акустической эмиссии в металле.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Шемякин, В. В. Аспекты применения метода акустической эмиссии для мониторинга опасных промышленных объектов / В. В. Шемякин, С. А. Стрижков. [Электронный ресурс] // Диапак. Техническая диагностика URL: <http://diapac.ru/blog/aspects> (дата обращения 14.11.2021).
- 2 Измайлова Е.В., Ваньков Ю.В. Выделение сигналов акустической эмиссии на фоне шумов вейвлет фильтрацией // Известие высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2013. — №9-10. — С. 134 –137.
- 3 Куценко М.И., Овчарук В.Н. Применение метода непрерывного вейвлет-анализа при обработке акустико-эмиссионных данных // Информационные технологии XXI века. — Х. : ТГУ, 2013. — С. 212 – 219.
- 4 Астафьева Н.М. Вейвлет-анализ: основы теории и примеры применения. – Успехи физических наук, 1996, том 166, №11, с.1145 – 1170.

УДК 621.64

### **ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ И ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ**

*Н.И. Шаригин, УГНТУ, г. Уфа*

Значительная доля в обеспечении крупных потребителей нефти и газа возлагается на трубопроводный транспорт. Основным материалом изготовления труб является сталь различных марок, который зарекомендовал себя как прочный, надежный и более простой при монтажных работах материал. Помимо явных преимуществ, стальные трубы обладают существенными недостатками (большое гидравлическое сопротивление и коррозия металла стенки трубы) и рядом возможных негативных последствия.

Использование полимерных и композитных труб для магистральной транспортировки жидких и газообразных углеводородов в магистральном транспорте является инновационным способом. За последние десятилетия накопился большой опыт по их использованию в различных областях и выявлены качества, ограничивающие применение полимерных и композитных труб при магистральном транспорте углеводородов [1–3].

Исследования направлены на сбор и анализ данных в области проектирования, сооружения и эксплуатации труб из полимерных и композитных материалов, на основании которых рекомендованы области их применения и исключены возможные проблемы при эксплуатации.

Преимущества применения полимерных и композитных труб по сравнению со стальными заключаются в следующем:

- меньшая эквивалентная шероховатость (существенно меньшие потери на трение вследствие чего снижаются затраты на транспортировку);
- малая теплопроводность (низкий градиент изменения температуры);
- стойкость к коррозии и разрушению (не происходит потеря материала трубы);
- меньший удельный вес (облегчаются монтажные и укладочные работы при сооружении).

Анализ применения полимерных и композитных трубопроводов показал актуальность развития данной темы. Направление дальнейших исследований заключается в решении следующих задач:

- повышение рабочего давления для труб большого диаметра;
- обеспечение надежности сварных соединений.

Таким образом, использование и развитие полимерных и композитных труб для магистрального транспорта углеводородов имеют значительные перспективы.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Фаттахов М.М. Создание и использование пластмассовых трубопроводов в нефтегазовой отрасли России: автореф. дис. ... док. техн. наук: 25.00.19/ Фаттахов Мухарям Миннирович – Уфа, 2009. – 39 с.
2. Гулин Д.А. О применении труб из полимерных материалов для промысловых трубопроводов / Д.А. Гулин // Нефтегазовое дело. – 2020. – № 10. – С. 107 – 115.
3. Густов Д.С., Любин Е.А. Применение композитных трубопроводов в нефтегазовой промышленности // Инженер-нефтяник. 2016. № 1. С. 72–78.

УДК 622.692

### **НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЮ: ПРИМЕНЕНИЕ ГИБКОГО ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО МАТЕРИАЛА PYROGEL® ХТ**

*И.С. Шатунов, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа*

Усовершенствование технологии строительства и модернизация действующих трубопроводных систем – неотъемлемая часть эффективной работы нефтегазового комплекса. Одной из главных проблем в области транспорта товарной нефти как на суше, так и под водой, являются тепловые потери в окружающую среду.

Анализ существующих видов тепловой изоляции, используемых в нефтегазовой отрасли, позволяет выделить гибкий теплоизоляционный материал Pyrogel® ХТ производства компании Aspen Aerogels Inc., недавно появившийся на Российском рынке (рисунок 1)

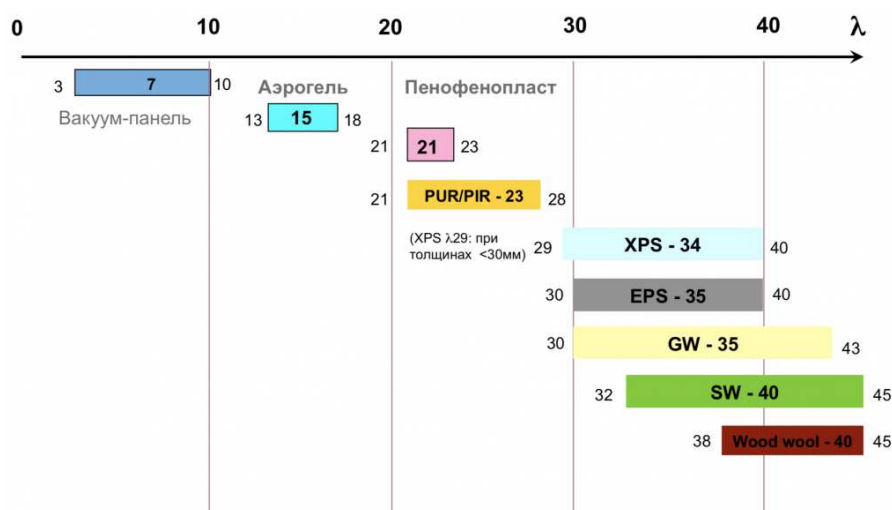


Рисунок 1 – Сравнение аэрогеля с другими материалами

Pyrogel® ХТ - гибкий теплоизоляционный материал промышленного назначения, предназначенный для применения в условиях широкого диапазона рабочих температур изолируемого оборудования. Изготавливается на основе аэрогеля – аморфного диоксида кремния, интегрированного в нетканые стекловолоконные холсты. Аэрогели – гелеобразные вещества, в которых жидкость замещается на воздух. В результате получаются твердые тела на 98-99% состоящие из воздуха, заключенного в мельчайшие поры. Размер пор сравним с размером молекулы воздуха, благодаря чему кондуктивная теплопроводность материала значительно снижается и достигает значений 0,016 Вт/м.К при 10°C.

Теплоизоляционные свойства аэрогеля обеспечивают:

- уменьшение толщины изоляционного слоя в 3-5 раз, по сравнению с традиционными теплоизоляционными материалами;
- использование в качестве огнезащитного материала;
- защиту трубопроводов и конструкций от коррозии;
- применение для изоляции криогенных систем с температурами до минус 260 °С;
- возможность использования для утепления строительных конструкций зданий и сооружений.

Материал легко монтируемый, безопасный для окружающей среды, долговечный и удобный в эксплуатации.

Уникальным свойством Pyrogel® ХТ является теплопроводность, его коэффициент теплопроводности в 2-3 раза меньше по сравнению с любым традиционно применяемым материалом, соответственно и эффективность во столько же раз выше.

Pyrogel® ХТ относится к категории негорючих материалов, при нагревании не выделяет токсичных веществ и дыма, не содержит органических связывающих, выгорающих при высоких температурах, а также не способствует распространению огня и может обеспечивать защиту оборудования от воздействия открытого огня в течение расчётного времени.

Материал гидрофобный, и может эксплуатироваться под открытым небом без защитно-покровного слоя, не трескается, не разрушается и не провисает, а также не снижает своих теплотехнических характеристик в процессе эксплуатации. Гидрофобность Pyrogel® ХТ обусловлена тем, что в структуре волокон присутствует мельчайшие частицы аэрогеля в виде порошка, который имеет плотность около  $1 \text{ кг/м}^3$ , поэтому вода попадая на поверхность изолированного трубопровода собирается в капли.

Геометрические размеры теплоизоляционной конструкции с применением аэрогеля в 2-3 раза меньше по сравнению с аналогичными по тепловой эффективности конструкциями с применением традиционных теплоизоляционных материалов, что позволяет эффективно применять его в труднодоступных местах и при необходимости ограничения толщины теплоизоляционного слоя, сократить строительный объём технологических помещений за счёт более эффективного использования пространства.

Гарантированный производителем срок службы материала составляет 20 лет, что значительно сокращает затраты на проведение ремонтов тепловой изоляции.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. [https://венторус.рф/news/aerogel\\_innovatsionnaya\\_teploizolyatsiya\\_v\\_ventorus/](https://венторус.рф/news/aerogel_innovatsionnaya_teploizolyatsiya_v_ventorus/)
2. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/kompanii/602872-novyy-vzglyad-na-teploizolyatsiyu-primeneniye-gibkogo-teploizolyatsionnogo-materiala-pyrogel-xt-i-bys/>
3. <https://cyberleninka.ru/article/n/primeneniye-aerogeley-dlya-sozdaniya-teploizolyatsionnyh-materialov-obzor/viewer>

УДК 620.162.4

### **НАРУЖНАЯ ДИАГНОСТИКА ТРУБОПРОВОДА В ОБЛАСТИ ВМЯТИНЫ**

*М.А. Шенец, А.А. Игнатик, УГТУ, г. Ухта*

Наружная диагностика трубопровода в области вмятины выполнена в лабораторных условиях на стенде, включающем в себя трубу (рисунок 1). Геометрические параметры трубы: наружный диаметр  $D_n = 325 \text{ мм}$ , номинальная толщина стенки  $\delta_n = 9 \text{ мм}$ , длина  $L = 3 \text{ м}$ . Определим местоположение вмятины на трубе. Сначала введем продольную координату  $U$ . Середина трубы имеет продольную координату  $U = 0$ , в правую сторону откладываются положительные значения координаты  $U$ , а в левую отрицательные. Местоположение вмятины: левая граница  $U_{л} = 660 \text{ мм}$ , правая граница  $U_{пр} = 900 \text{ мм}$ . Угловые координаты границ вмятины:  $318^\circ$  (верхняя) и  $10^\circ$  (нижняя). Границы вмятины плавные, без резких переходов от дефектной зоны в бездефектную. Геометрические параметры вмятины определены при помощи инструментов из комплекта визуально-измерительного контроля. Длина дефекта  $240 \text{ мм}$ , ширина  $148 \text{ мм}$ , глубина в зоне вмятины переменная.





Рисунок 1 – Лабораторный стенд

Для измерения глубины вмятины в различных ее зонах была нанесена координатная сетка (рисунок 2) с собственными координатами:  $Z$  – осевая,  $\Theta$  – окружная. Геометрический центр вмятины имеет координаты  $Z = 0$ ,  $\Theta = 0$ . Шаг сетки в осевом направлении 30 мм, шаг сетки в окружном направлении 20 мм. В координатную сетку включены границы вмятины в окружном направлении ( $\Theta = \pm 74$  мм). Всего в сетке 81 узел. Принимаем, что границей вмятины является прямоугольник. По периметру этого прямоугольника глубина вмятины равна 0. При измерениях глубины вмятины использовались опорная планка и штангенглубиномер. В таблице 1 представлено распределение глубины вмятины. Также определена максимальная глубина вмятины  $H_{\text{макс}} = 11,8$  мм в точке с координатами  $Z = 12$  мм,  $\Theta = 9$  мм.

В каждом узле координатной сетки была измерена толщина стенки трубы (таблица 2). Получены следующие значения толщины стенки: минимальная  $\delta_{\text{мин}} = 8,4$  мм, максимальная  $\delta_{\text{макс}} = 9,4$  мм, средняя  $\delta_{\text{ср}} = 8,9$  мм, что практически совпадает с  $\delta_n = 9$  мм. Это говорит о том, что в области вмятины дефектов потери металла не обнаружено. Также была проведена капиллярная дефектоскопия цветным методом. Она показала, что поверхностных трещин нет. Поэтому имеем одиночную вмятину без сочетания с какими-либо другими дефектами.

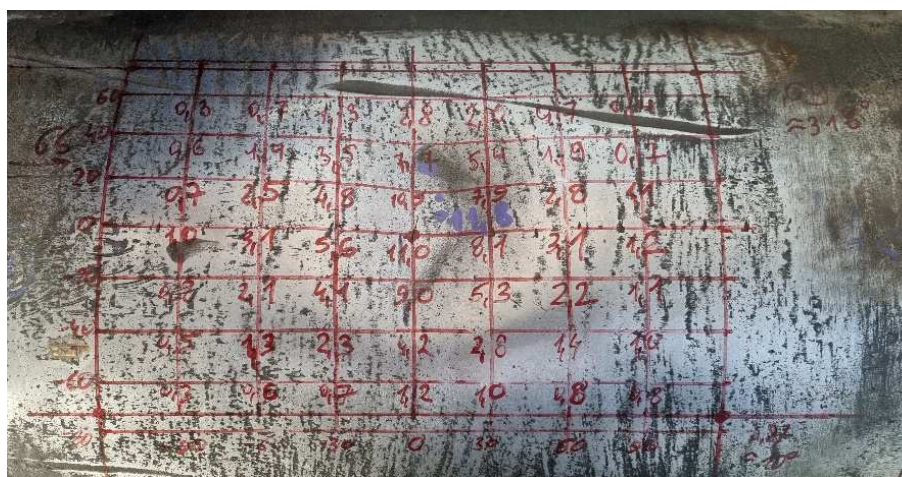


Рисунок 2 – Координатная сетка в области вмятины

Таблица 1 – Глубина вмятины (мм) в узлах координатной сетки

| Z, мм → | -120 | -90 | -60 | -30 | 0    | 30  | 60  | 90  | 120 |
|---------|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|
| Θ, мм ↓ |      |     |     |     |      |     |     |     |     |
| 74      | 0    | 0   | 0   | 0   | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   |
| 60      | 0    | 0,3 | 0,7 | 1,3 | 2,8  | 2,0 | 0,7 | 0,4 | 0   |
| 40      | 0    | 0,6 | 1,4 | 3,5 | 7,7  | 5,4 | 1,9 | 0,7 | 0   |
| 20      | 0    | 0,7 | 2,5 | 4,8 | 10,9 | 7,9 | 2,8 | 1,1 | 0   |
| 0       | 0    | 1,0 | 3,1 | 5,6 | 11,0 | 8,1 | 3,1 | 1,2 | 0   |
| -20     | 0    | 0,8 | 2,1 | 4,1 | 9,0  | 5,3 | 2,2 | 1,1 | 0   |
| -40     | 0    | 0,5 | 1,3 | 2,3 | 4,2  | 2,8 | 1,4 | 1,0 | 0   |
| -60     | 0    | 0,3 | 0,6 | 0,7 | 1,2  | 1,0 | 0,8 | 0,8 | 0   |
| -74     | 0    | 0   | 0   | 0   | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   |

Таблица 2 – Толщина стенки (мм) в точках координатной сетки

| Z, мм → | -120 | -90 | -60 | -30 | 0   | 30  | 60  | 90  | 120 |
|---------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Θ, мм ↓ |      |     |     |     |     |     |     |     |     |
| 74      | 8,4  | 8,4 | 8,5 | 8,9 | 9,1 | 9,2 | 9,0 | 8,9 | 9,3 |
| 60      | 8,7  | 8,6 | 8,4 | 8,8 | 9,1 | 9,0 | 9,0 | 8,9 | 9,1 |
| 40      | 8,5  | 8,5 | 8,4 | 8,8 | 9,3 | 9,0 | 8,9 | 9,0 | 9,1 |
| 20      | 8,6  | 8,8 | 8,7 | 8,8 | 9,0 | 9,0 | 8,9 | 8,8 | 9,0 |
| 0       | 8,8  | 8,8 | 8,6 | 8,8 | 8,8 | 9,0 | 8,6 | 8,5 | 8,9 |
| -20     | 9,0  | 8,9 | 8,8 | 8,9 | 9,2 | 8,8 | 8,5 | 8,7 | 9,0 |
| -40     | 9,2  | 9,1 | 9,0 | 9,0 | 9,2 | 8,8 | 8,7 | 8,8 | 9,0 |
| -60     | 9,4  | 9,2 | 9,1 | 9,2 | 9,1 | 8,7 | 8,8 | 8,8 | 8,9 |
| -74     | 9,4  | 9,3 | 9,1 | 9,3 | 9,1 | 8,9 | 9,0 | 8,9 | 9,0 |

УДК 622.692.4

## ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ИЗ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

*А.С. Шилов, Р.Р. Таибулатов, УГНТУ, г. Уфа*

Утечки нефти из магистральных трубопроводов являются серьезной проблемой, как для окружающей среды, так и для компаний, осуществляющих транспорт углеводородов. Даже небольшое количество нефти при попадании в водоем, землю или атмосферу способно нанести значительный ущерб: вызвать гибель многих живых организмов, ухудшить плодородные слои почвы и загрязнить воду. Кроме того, при испарении нефти в атмосферу выделяются пары метана и других «парниковых» газов, способствующих глобальному потеплению. С точки зрения транспортирующих компаний, утечки означают не только непосредственную потерю продукта, но и затраты на устранение последствий



утечек, возмещение ущерба окружающей среде и выплата штрафов. Эти суммы могут равняться десяткам и сотням миллионов рублей.

Причинами возникновения утечек может быть коррозия трубопроводов, брак при изготовлении заводских труб, брак при строительстве и проведении земляных работ, природные стихийные явления. Немаловажную роль играет тот факт, что около 70 % отечественных магистральных трубопроводов эксплуатируются более 20 лет и могут находиться в изношенном состоянии. Множество неприятностей доставляют несанкционированные врезки, их количество в последние 10 лет достигает порядка 200 случаев за год.

Для борьбы с утечками были разработаны и разрабатываются в настоящее время системы обнаружения утечек (СОУ). Их действие основывается на различных методах, которые подразумевают измерение технологических параметров перекачки (давление, расход, скорость потока и др.) или дополнительных параметров (акустических колебаний потока, стенки трубы, температуры грунта и т.д.). В данное время, наибольшее применение находят параметрические СОУ, базирующиеся на методах материального и линейного баланса, гидравлической локации, отрицательных волн давления, сравнения скорости изменения расходов и построения математических моделей, основанных на контроле давления и расхода в трубопроводе. Однако, местонахождения утечки при использовании параметрических СОУ определяется с точностью 200-400 м, при этом чувствительность таких систем составляет примерно 1 % от максимального расхода. Стоит добавить, что данные системы обнаружения утечек работают с максимальной эффективностью лишь при стационарных режимах перекачки, при нестационарных режимах они могут давать сбой и производить ложные фиксации утечек.

Волоконно-оптический метод обнаружения утечек основан на укладке вдоль трубопровода оптоволоконного кабеля со встроенными в него волоконно-оптическими датчиками, которые могут регистрировать изменение температуры, акустическую эмиссию, вибрацию, микродеформации. Другими словами, датчики обладают многопараметровой чувствительностью. Метод одинаково эффективен, как при стационарных, так и нестационарных режимах работы трубопровода, точность обнаружения утечки составляет 5 метров, чувствительность – 0,1 % от максимального расхода. Кроме того, волоконно-оптические системы способны регистрировать активность в рабочей зоне магистральных трубопроводов, что может способствовать обнаружению и предотвращению попыток несанкционированных врезок.

Компания АО «Транснефть» с 2011 года использует систему обнаружения утечек и контроля активности (СОУиКА) «Омега», основанную на применении волоконно-оптических кабелей, для контроля вводимых в эксплуатацию магистральных трубопроводов. По состоянию на 2014 год, более 5500 км трубопроводов были оборудованы системами мониторинга «Омега». Последними нефтепроводами, на которые были установлены данные системы, являются БТС-II и ВСТО-II [1].

Тем не менее, на большинстве магистральных трубопроводов, несмотря на техническое преимущество оптоволоконных систем, используются параметрические СОУ. Причиной этому служит сложность прокладки волоконно-оптического кабеля на уже эксплуатируемых трубопроводах и немалые финансовые вложения, в то время, как оборудование, необходимое для функционирования параметрических систем (манометры, расходомеры и пр.), уже установлено на трубопроводах.

Группой американских ученых было проведено исследование, в котором они определяли, как изменяются убытки от утечек нефти из магистрального нефтепровода при применении системы обнаружения утечек и без нее [2]. В ходе работ, ими была построена зависимость вероятности обнаружения утечки от времени, затраченного на поиск, и расхода утечки. С помощью этой зависимости для заданных ситуаций рассчитывалось, на сколько процентов эффективнее обнаруживать утечки с применением СОУ, нежели при помощи патрулирования вдоль трассы, и определялось количество сэкономленных средств.

Волоконно-оптические системы контроля состояния магистрального трубопровода более точные, чувствительные и оперативные по сравнению с параметрическими СОУ. Поэтому предлагается провести ряд экспериментов для построения зависимости вероятности обнаружения утечки волоконно-оптическим кабелем от времени поиска утечки и ее расхода. Далее произвести расчет и сравнить причиненный ущерб от утечки, которую обнаружила волоконно-оптическая система контроля, с ущербом для утечки той же величины, рассчитанным по зависимости американских исследователей. Если оптоволоконная система покажет лучшие результаты, то можно будет вести речь об оснащении ей уже эксплуатируемых магистральных трубопроводов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Официальный сайт АО «Омега» [Электронный ресурс]. – URL: [http://omega.transneft.ru/u/section\\_file/297561/prezentaciya\\_smpo.pdf](http://omega.transneft.ru/u/section_file/297561/prezentaciya_smpo.pdf) (дата обращения: 10.11.2021).
2. Economic Benefits of Leak Detection Systems: A Quantitative Methodology / T. Slade, Y. Okamoto, J. Talor // Midstream Oil and Gas Solutions. – 2016. – P. 12.

УДК 622.692.4.074:621.644

### **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ СПОСОБОМ ГНУТЬЯ ТРУБ В ХОЛОДНОМ СОСТОЯНИИ**

*И.В. Шкутов, Е.Е. Яворская, Н.А. Чикова, УГТУ, г. Ухта*

Новая методика прокладки подводных переходов магистрального трубопровода через естественные препятствия шириной водной глади не более 200 м. способом гнутья труб в холодном состоянии позволяет сократить радиус изгиба плети трубопровода, благодаря трубам холодного гнутья от 2 до 9 градусов, обеспечивая надежную арочную конструкцию, которая обеспечивает бесперебойную эксплуатацию, надежность, длительный срок эксплуатации перехода.

Данная методика обладает большим количеством плюсов, основными критериями является: экономическое сокращение затрат на капитальный ремонт или реконструкцию подводного перехода, отсутствие нарушения руслового участка перехода, гарантированная надёжность, как при прокладке, так и при эксплуатации данного перехода.

Для магистрального транспорта проблемы обеспечения эксплуатационной надёжности подводных переходов имеют особую актуальность, так как отказы и аварии на них по своим экономическим и экологическим последствиям значительно превосходят аналогичные на суше. В то же время существует тенденция к повышению вероятности отказов переходов и увеличению объемов ремонтно-восстановительных работ, что связано с достижением значительной части подводных нефтепроводов возраста 25 лет.

Проанализировав методики прокладки через подводные переходы, в настоящее время способ гнутья труб в холодном состоянии является самым эффективным, экономичным, экологичным и обладает возможностью прокладки трубопровода в любых условиях грунта. Данный метод лучше всех проходит для прокладки нефтепровода через естественные препятствия, если ширина водной глади не больше 200 м и не менее 10, данные ограничения связаны с геометрическими характеристиками изгиба плети нефтепровода.

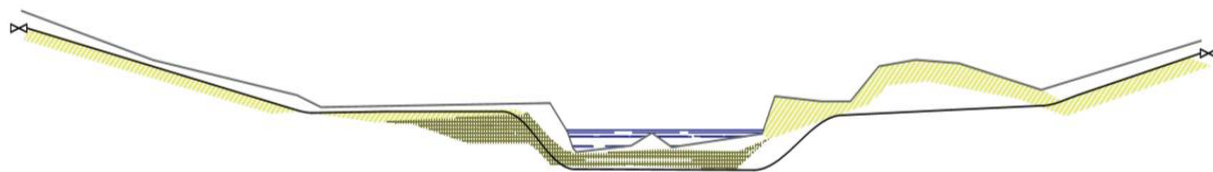


Рисунок 1 - Профильная схема ППМН методом «Протаскивания по дну» с рельефом местности

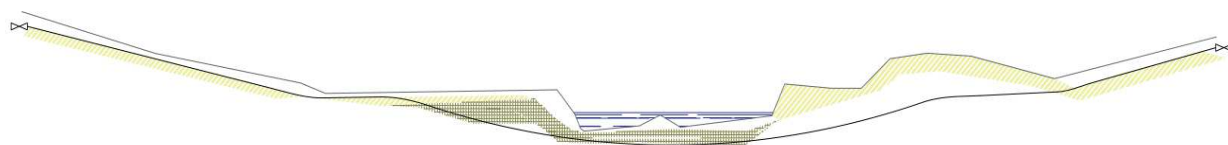


Рисунок 2 - Профильная схема ППМН способом гнутья труб в холодном состоянии с использованием 3 градусных кривых

В данной работе были спроектированы подводные переходы магистральных нефтепроводов и газопроводов для оценки и актуальности применения данной методики. На основе моделирования были сделаны определенные выводы и определенные характеристики трубопроводов.

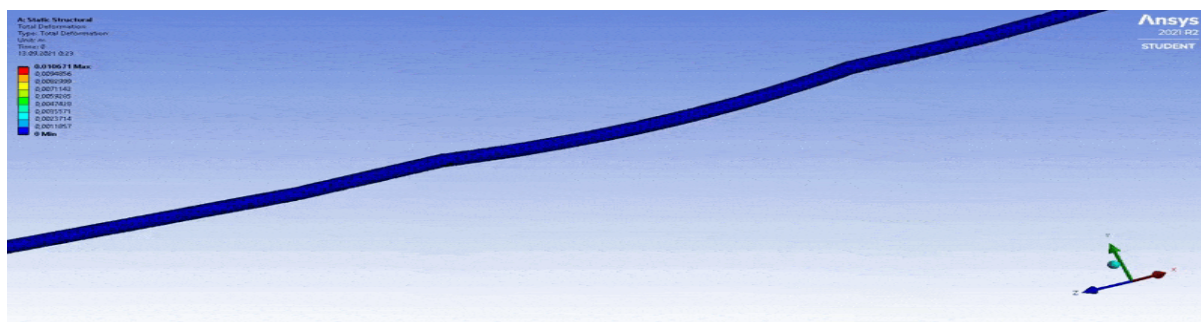


Рисунок 3 - Деформационное состояние трубопровода при стенке 18 мм

Таким образом можно сделать заключение, что прокладка трубопроводов методом «Кривых» через естественные препятствия шириной русла менее 200 м, имеет хорошие показатели, отсутствием напряженно – деформированного состояния. Выполнив необходимые технологические расчеты и смоделировав трубопровод методом «Кривых» в программных системах для проектирования AutoCAD и ANSYS MECHANICAL, проверив его на деформацию, напряженность и нагрузку сварных стыков, доказываем, что данная методика прокладки трубопроводов возможна и целесообразна.

Данная технология позволит сократить сроки строительства, снизить затраты на персонал и организацию строительной, и складской площадки, снизить риски травматизма, повысить качество строительства, надежность, культуру и технологию производства, увеличить сроки эксплуатации и снизить капиталовложения предприятия в данный проект, что является важными критериями при строительстве линейной части.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Официальный сайт АО «Транснефть-Север» [ Электронный ресурс] Режим доступа: <https://north.transneft.ru/>
2. Официальный сайт ООО «BRASS» [Электронный ресурс ]Режим доступа: <https://brass.su/>
3. Гидроабразивная резка Материал из Википедия [ Электронный ресурс ] Режим доступа:
4. [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B8%D0%B4%D1%80%D0%BE%D0%B0%D0%B1%D1%80%D0%B0%D0%B7%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%B0%D1%8F\\_%D1%80%D0%B5%D0%B7%D0%BA%D0%B0](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B8%D0%B4%D1%80%D0%BE%D0%B0%D0%B1%D1%80%D0%B0%D0%B7%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%B0%D1%8F_%D1%80%D0%B5%D0%B7%D0%BA%D0%B0)
5. Машины для безогневой резки «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» «Приволжскнефтепровод» [ Электронный ресурс ] Режим доступа: [http://www.sng.ru/pdf/main\\_482.pdf](http://www.sng.ru/pdf/main_482.pdf)

УДК 622.692

### РАЗВИТИЕ КОНСТРУКЦИЙ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В НАЧАЛЕ XX ВЕКА

*Е.В. Щурова, ПАО «Транснефть», г. Москва*

Становление и развитие конструкций резервуаров в России начинает свой отсчет в XVII веке, чему способствовал рост нефтедобычи в провинции и, соответственно, развитие хранилищ для сырой нефти - земляных ямы, разработанных в глиняных грунтах. При этом развитие нефтяной промышленности неразрывно связано со строительством новых промыслов, магистральных нефтепро-

водов, нефтеперерабатывающих заводов и нефтебаз. При сооружении всех этих объектов главное место занимает строительство резервуаров для хранения сырой нефти и нефтепродуктов.

На начальных этапах добычи и переработки нефть хранилась в открытых ямах, каменных погребах и земляных амбарах, стены которых обмазывались глиной или специальным цементом. Такой способ хранения нефти был широко распространен и приводил к значительным потерям от испарения. Вначале ямное и амбарное хранение применялось вследствие отсутствия интереса к улавливанию легких фракций нефти, а также из-за неумения закрывать мощные нефтяные фонтаны и строить герметичные резервуары из стали и других материалов.

В работе рассмотрены конструкции резервуаров, разрабатываемые и внедряемые в России и СССР в период до 30-х годов XX века. Произведен анализ конструктивных особенностей и причин развития и внедрения новых конструктивных решений.

Освещенный в работе период ограничился 1935 годом, поскольку до 30-х годов XX века повсеместно резервуары строились, в основном, из металла. Исходя из соображений экономии металла постановлением Народного Комиссариата тяжелой промышленности № 28 от 23 января 1935 г. [3] возведение стальных резервуаров для хранения черных нефтепродуктов (моторное топливо и мазуты всех сортов) было запрещено. Стальные резервуары могли использоваться только для светлых нефтепродуктов и масел. Нефть должна была храниться в железобетонных, каменных, кирпичных резервуарах с герметичными крышками, а мазут и другие темные нефтепродукты в резервуарах для нефти и в земляных амбарах – ямах. Данное решение по мнению авторов постановления сокращало потребление металла в среднем на 50% за счет применения железобетона. Таким образом в последующие периоды были разработаны иные конструкции резервуаров, которые следует рассматривать отдельно.

В соответствии с поставленными задачами в работе получены следующие результаты:

1. Выявлена тенденция к унифицированию базы нормативных документов на мировой арене и в России в целом в рассматриваемый период.
2. На основе анализа развития методов проектирования и производства наиболее распространенных конструктивных решений стационарных крыш стальных резервуаров выявлены противоречия в нормах проектирования и проанализированы произошедшие разрушения купольных крыш, а также проблема с зачисткой кровли от снега, вызванные разночтениями в нормативной документации.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шухов В.Г. Строительная механика. Избранные труды. М.: Наука, 1977. 193 с.
2. Ковельман Г.М. Творчество инженера В.Г. Шухова. М.: Госстройиздат, 1961. 362 с.
3. Тимофеев С.И. Нефтебаза. М., Л.: ГОНТИ, 1935. 140 с.
4. Кандеев В.И., Котляр Е.Ф. Стальные резервуары / под ред. В.Г. Шухова. М.: Госмашметиздат, 1934. 364 с.
5. Едигаров С.Г., Бобровский С.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ. М.: Недра, 1973. 367 с.

## **АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛО- ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ**

*М.А. Яманаев, Р.А. Хураמיшина, УГНТУ, г. Уфа*

Одной из актуальных проблем нефтяной промышленности является накопление асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что связано с ухудшением качественных характеристик добываемой нефти. В настоящее время направления борьбы с АСПО подразделяются на удаление сформировавшихся отложений и предотвращение их образования. АСПО вызывает уменьшение проходного сечения трубопровода и полезного объема резервуаров, снижая их эффективное использование [1].

В данной работе рассмотрены основные виды методов очистки внутренних поверхностей нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых отложений

Процесс формирования отложений на стенках труб представляется следующим образом: при движении в нефтепроводе нефть постепенно охлаждается, и при определенной температуре из нее начинают выпадать твердые углеводороды. Данный процесс протекает, как в потоке, так и на более холодной стенке труб.

Для восстановления и поддержания пропускной способности нефтепроводов, необходимо выполнения комплекса работ по очистке внутренней полости нефтепроводов от отложений, загрязнений, посторонних предметов. Выбор очистного устройства проводится по их техническим характеристикам с учетом конструкции конкретного нефтепровода и в зависимости от вида отложений и загрязнений.

В настоящее время на территории нашей страны для удаления парафиновых отложений с внутренней поверхности трубопровода используются следующие методы:

- химический метод, при котором нефтепровод промывают горячей водой с ингибиторами или химреагентами;
- механический способ, при котором отложения удаляются при помощи различных по конструкции скребков.
- тепловой метод основан на способности парафина плавиться при температурах выше 50°C и стекать с нагретой поверхности. В настоящее время используются технологии применения горячей воды или нефти в качестве теплоносителя, острого пара и электропечей [1].

На сегодняшний день наиболее перспективными и технологичными методами борьбы асфальтосмолопарафиновыми отложениями является химический метод.

Так как пропуск химического реагента совместно с очистными устройствами позволяет добиться требуемой чистоты внутренней поверхности нефтепровода с переменным сечением. Химический реагент эффективно удаляет сложные отложения, включающих в себя такие составляющие, как, механические примеси, продукты коррозии, асфальто-смоло-парафинистые отложения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хурамшина Р.А., Валеев А.Р. Текущее состояние и перспективные направления исследований в области ультразвуковой очистки от отложений на объектах транспорта и хранения нефти // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2020. № 5-6. С. 5-9.

УДК 621.646.1

### **АВТОМАТИЗАЦИЯ ЛИНИЙ ПОСТОЯННЫХ РАСХОДОВ ГАЗА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ**

*Д.В. Алеишин, УГНТУ, г. Уфа*

Вопросы повышения производительности и надежности эксплуатации газораспределительных станций (ГРС) являются сегодня актуальными, так как рост населения городов и темпов развития промышленности потенциально могут привести к перегрузке оборудования существующих ГРС. При реализации Генеральной схемы газоснабжения и газификации Республики Башкортостан загрузка некоторых ГРС может достигнуть 90%. Рекомендуемое значение загрузки регуляторов, важнейших элементов ГРС, находится в диапазоне до 70% от максимального указываемого в паспорте, а в реальности процент загрузки может составлять 80% и выше, что приводит к преждевременному износу, необходимости ремонта и замены. Особенно отчетливо эта проблема заметна в отопительный сезон. Увеличение производительности может решаться реконструкцией ГРС, но это связано со значительными затратами. Хорошим решением может стать автоматизированная линия постоянных расходов газа, так как она позволяет увеличить производительность ГРС до 50% и повысить надежность путем разгрузки основных ниток. Автоматизация осуществляется путем задания алгоритма на клапанах, малогабаритных регулирующих отсечных, регулирование, открытие и закрытие выполняются при помощи электропривода.

Процесс регулирования завязан на значение расхода через конкретный регулятор давления. Так как расход учитывается только общий, на выходе с ГРС, расход через отдельный регулятор будет рассчитываться с помощью методики преобразования перепада в расход. Перепад образуется на диафрагме, располагаемой на линии регулятора. Данный параметр измеряется напрямую. Фактический расход сравнивается с максимально возможным, указанным в паспорте, определяется процент загрузки от максимального. Клапан малогабаритный регулирующий отсечной (КМРО) открывается на проценте загрузки 70-75% с задержкой в 5 минут, для исключения ложных срабатываний КМРО и «раскачки» регулятора давления, вызванной резким изменением давления на входе или выходе регулятора. Газ должен быть подогрет. В КМРО газ охлаждается в результате эффекта Джоуля-Томсона. Предлагается врезать линии постоянных расходов газа одним концом после фильтров, а другим - после регуляторов давления, минуя подогреватели. Нагрев газа основных ниток на большую температуру в подогревателях газа при последующем его перемешивании с холодным газом линии постоянных расходов позволит добиться требуемой температуры на выходе. Система автоматического управления учитывает также градиент расхода и при циклических скачках с малым периодом постепенно закрывает КМРО. Стоит отметить, что применение линий постоянных расходов в настоящее время невозможно на обычных АГРС ввиду необходимости ручной настройки расхода. Автоматизация линий постоянного расхода позволяет решить данную проблему, что является в итоге экономически эффективным методом повышения производительности и надежности ГРС.

**СЕКЦИЯ  
«СООРУЖЕНИЕ И РЕМОНТ  
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»**



## **ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ**

*М.А. Абибулла, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа*

Предложен инновационный метод защиты от коррозии подземных переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия с использованием современных антикоррозионных материалов ACS производства ТОО «Научно-производственное объединение Anti-CorrosionSystem» и ANTICOR Syntetix CF производства ANTICOR Sp. z o.o, которые являются сложной смесью органических веществ, их активную основу составляет ингибитор коррозии - продукт реакции триглицеридов жирных кислот растительных масел с полиэтиленполиамином. Метод защиты от коррозии подземных переходов трубопроводов заключается в закачивании антикоррозионных материалов в межтрубное пространство между защитным футляром и трубопроводом. Материал в нагретом выше 35°C состоянии становится жидким и заполняет весь объем межтрубного пространства. Он легче воды, поэтому с легкостью вытесняет ее через заранее приваренный к футляру патрубок.

Предложена технология защиты от коррозии подземных переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия с использованием новых антикоррозионных материалов «ACS» и ANTICOR Syntetix CF. Работы необходимо проводить в следующей последовательности.

Провести замер сопротивления «защитный футляр-труба» для проверки отсутствия электрического контакта.

Разработать котлованы на глубину 60 см ниже стенки защитного футляра.

Подготовить внутреннюю полость футляра к заполнению антикоррозионным материалом. Подготовка должна включать в себя промывку до отсутствия механических примесей в воде, просушку теплым воздухом, необходимо учесть время года, при котором производятся работы: если работы производятся в осенне-зимний период при отрицательных температурах, то необходимо применять палатки и подогревающее оборудование.

Перед сверлением технологических отверстий для приварки патрубков установить защитные экраны в полость между трубопроводом и футляром из стального листа шириной 25 см, толщиной 3 мм.

Вырезать четыре технологических отверстия в кожухе.

Приварить четыре патрубка в кожухе, сплошным швом по периметру технологических отверстий.

Очистить все прилегающие поверхности с помощью абразивных материалов и обезжирены ацетоном.

Произвести герметизацию торцов футляра:

- на расстоянии 20-25 см установить опорные стены из полистирола и закреплены полиуретановой пеной;
- заизолировать опорные стены герметизирующей мастикой;

- создать из полиуретановой пены конус с опорой на мастику и выходом за торец трубы защитного футляра;
- смонтировать на подготовленные торцы футляра термоусаживающиеся манжеты (Тиал-М);
- смонтировать на термоусаживающиеся манжеты защитные укрытия.

Перед закачкой антикоррозионного материала провести замеры сопротивления «защитный футляр-труба» с последующим занесением результатов в исполнительную документацию.

Произвести закачку антикоррозионного материала в подогретом до температуры 60 °С состоянии непосредственно из автогудронатора через приваренные патрубки.

Произвести доливку подогретого антикоррозионного материала в защитный футляр через патрубки, после остывания и усадки основного объема антикоррозионного материала.

Произвести замер защитного потенциала магистрального трубопровода и защитного футляра для определения разности потенциалов.

Произвести замер сопротивления «кожух-труба».

Заглушить патрубки резьбовыми заглушками.

Произвести герметизацию заглушек патрубков.

Произвести обратную засыпку котлована.

После закачки и обратной засыпки котлована проверить контакты точек дренажа и отсутствие повреждений кабельных линий КИК, проверить работоспособность протекторных установок.

Данная технология с использованием антикоррозионного материала «ACS» был успешно испытана в 2019 и 2020 годах на подземных переходах магистрального нефтепровода Атасу-Алашанькоу в Республике Казахстан.

Периодические замеры защитного потенциала «труба - земля», «кожух - земля» показывают соответствие межгосударственному стандарту ГОСТ 9.602-2015 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».

На основе проведенных исследований можно рекомендовать использование антикоррозионных материалов «ACS» и ANTICOR Syntetix CF в нефтегазовой отрасли при защите от коррозии межтрубных пространств при строительстве, ремонте, реконструкции подземных и подводных переходов трубопроводов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. М.А. Абибулла, Г.С. Шарнина. Применение антикоррозионных материалов для защиты от коррозии межтрубного пространства подводных/подземных переходов магистральных нефтепродуктопроводов. - Международный научный журнал «Синергия наук», №63, 24.09.2021 г. <http://synergy-journal.ru/archive/article6269>.
2. А.М. Асылбеков, Г.С. Шарнина, С.К. Рафиков. Анализ применения инновационного антикоррозионного материала ACS для защиты от коррозии переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия. - Трубопроводный транспорт – 2020: тезисы докладов XV Международной учебно-научно-практической конференции /редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 152-154.

## АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ЗИГЗАГООБРАЗНЫХ УЧАСТКОВ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

*В.В. Акчермушев, Х.А. Азметов, УГНТУ, г. Уфа*

В работах [1-3] отмечается, что расчетные формулы по определению параметров напряженно-деформированного состояния (суммарных продольных напряжений  $\sigma_{пр}$  и прогиба  $\Delta f$ ) зигзагообразных участков надземных трубопроводов не учитывают ряд важных факторов, в том числе трение трубопровода на промежуточных опорах, которое будет уменьшать перемещение трубопровода.

Для определения влияния коэффициента трения  $f_T$  трубопровода на опорах, радиуса кривизны гнutoго отвода  $R$  на вершине и угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси  $\varphi$  произведены расчеты с возможными вариантами изменения геометрических характеристик и эксплуатационных параметров зигзагообразного участка надземного трубопровода в программе Старт-Проф4.85 R1 для магистральных нефтепроводов из стали марки 09Г2С диаметром 1020 мм с толщиной стенки 20 мм и диаметром 720 мм с толщиной стенки 12 мм, рабочим давлением 5 МПа, температурным перепадом 30°C, уложенными зигзагообразно с расстоянием между неподвижными опорами в 240 м.

Анализ полученных результатов показывает, что при увеличении коэффициента трения  $f_T$  трубопровода на опорах от 0 до 0,6 значение максимальных продольных напряжений  $\sigma_{пр}$  на вершине зигзагообразного участка увеличивается в среднем в 1,41 раз, а значение прогиба  $\Delta f$  под действием продольных усилий от температурного перепада и внутреннего давления уменьшается в 1,4 раза. С увеличением радиуса гнutoго отвода суммарные продольные напряжения уменьшаются, а прогиб увеличивается в пределах 1-2%. Увеличение угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси  $\varphi$  от 5 до 20 градусов приводит к снижению величины максимальных продольных напряжений в 1,5 раза, а величина прогиба снижается в 1,96 раз (рисунки 1-3).

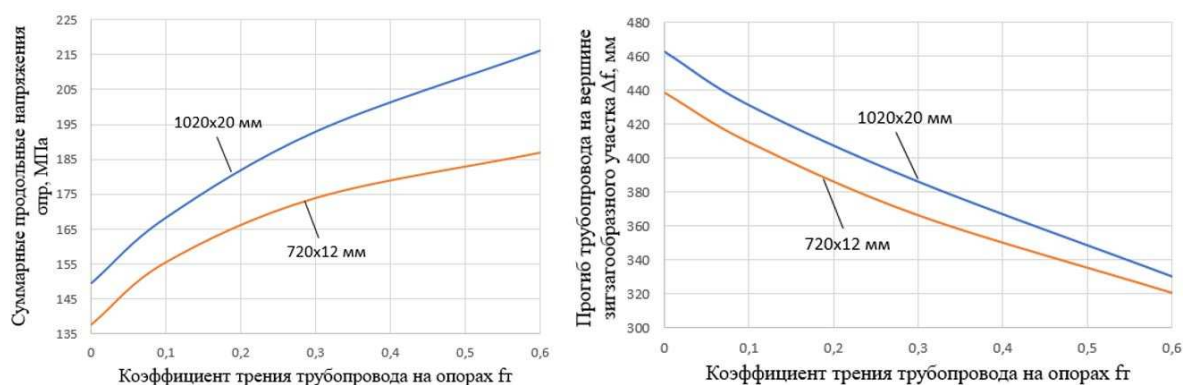


Рисунок 1 – Графики зависимости суммарных продольных напряжений  $\sigma_{пр}$  и прогиба трубопровода  $\Delta f$  от коэффициента трения на опорах  $f_T$

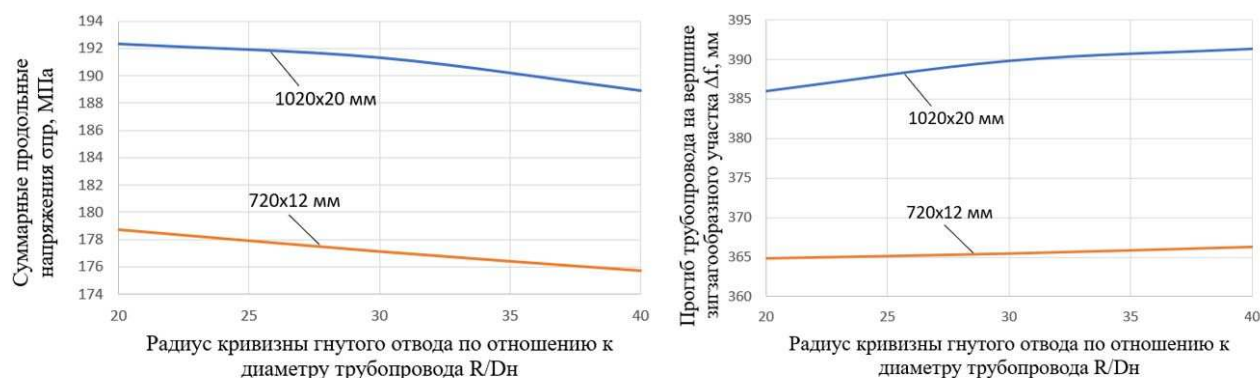


Рисунок 2 – Графики зависимости суммарных продольных напряжений  $\sigma_{пр}$  и прогиба трубопровода  $\Delta f$  от радиуса кривизны гнутого отвода  $R$  на вершине зигзагообразного участка

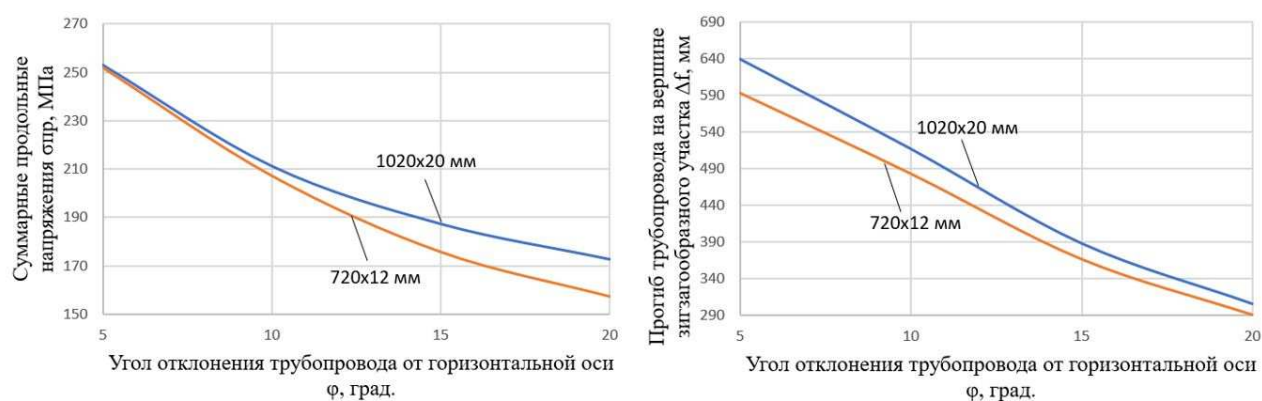


Рисунок 3 – Графики зависимости суммарных продольных напряжений  $\sigma_{пр}$  и прогиба трубопровода  $\Delta f$  от угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси  $\varphi$

Из анализа результатов расчета установлены параметры, существенно влияющие на значения величины прогиба и суммарных продольных напряжений на зигзагообразном участке трубопровода: коэффициент трения трубопровода  $f_T$  на опорах и угол отклонения трубопровода  $\varphi$  от горизонтальной оси.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная прокладка трубопроводов. М.: Недра, 1973. 472с.
2. Васильев Г.Г., Орехов В.В., Лежнев М.А. Сооружение и ремонт магистральных трубопроводов. Учебное пособие для проведения практических занятий. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 118 с.
3. Андронов, И.Н. Ресурс надземных трубопроводов [Текст]. В 2-х ч. Ч.1. Факторы, ограничивающие ресурс. Стандартные методы испытаний / И.Н. Андронов, А.С. Кузьбожев, Р.В. Агинеи. Ухта, УГТУ, 2008. 272 с.

## МЕТОДИКА РАСЧЕТА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НАДЗЕМНОГО ЗИГЗАГООБРАЗНО УЛОЖЕННОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

*В.В. Акчермушев, К.В. Кожеева, Д.А. Жигулин, УГНТУ, г. Уфа*

Существующие методики расчета напряженно-деформированного состояния надземных зигзагообразных участков трубопроводов не учитывают ряд факторов, которые существенно влияют на напряженно-деформированное состояние трубопровода во время его эксплуатации (рисунок 1)[1-3].



Рисунок 1 – Классификация недостатков существующих методик расчета НДС надземных зигзагообразно уложенных участков трубопровода

Разработана методика расчета НДС зигзагообразно уложенного участка трубопровода с учетом радиуса кривизны гнутого отвода и усилия трения трубопровода на опорах и запрограммирована на языке программирования Mathcad 15 для количественной оценки влияния геометрических параметров трубы ( $D_n, \delta, I, F$ ), конструктивных ( $R, l_0, \varphi$ ) и эксплуатационных ( $q_p, p, \Delta t$ ) параметров зигзагообразного участка трубопровода на максимальные продольные напряжения и прогиб, возникающих от температурного перепада и внутреннего давления [4].

Количественная оценка влияния конструктивных и эксплуатационных параметров на напряженно-деформированное состояние проводилась на примере надземного зигзагообразно уложенного участка магистрального нефтепровода диаметром 1020 мм с толщиной стенки 16 мм, рабочим давлением 6 МПа, весом с продуктом и изоляцией 11343 Н/м и температурным перепадом  $\Delta t = 10^\circ\text{C}$ . В результате расчета с помощью программы для ЭВМ [4] получили следующее:

– при увеличении коэффициента трения на всех опорах от 0,1 до 0,6 максимальные продольные напряжения  $\sigma_{np}$  увеличиваются в 1,72 раза, при этом прогиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота уменьшается в 1,7 раза;

- при увеличении радиуса гнутого отвода не вершине угла поворота от  $R = 5D_n$  до  $R = 40D_n$  максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  уменьшаются в 1,35 раз, при этом прогиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота увеличивается незначительно в 1,006 раза;
- при увеличении угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси  $\varphi$  от 5 до 30 градусов максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  уменьшаются в 10,82 раза, при этом прогиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота уменьшается в 4 раза;
- при увеличении длины пролета между опорами  $l_0$  от 10 до 40 м максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  увеличиваются в 2,29 раза, при этом прогиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота увеличивается в 3,28 раза.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО Газпром 2-2.1-318-2009. Инструкция по проектированию трубопроводов с компенсацией продольных деформаций. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2009. 28 с.
2. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная прокладка трубопроводов. М.: Недра, 1973. 472 с.
3. Васильев Г.Г., Орехов В.В., Лежнев М.А. Сооружение и ремонт магистральных трубопроводов. Учебное пособие для проведения практических занятий. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 118 с.
4. Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ №2021665164. Расчет напряженно-деформированного состояния зигзагообразно уложенного надземного трубопровода с учетом сил трения на опорах / В.В. Акчермушев, К.В. Кожасева, Х.А. Азметов. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 10.09.2021 г. Оpubл. 21.09.2021.

УДК 620.19:621.643

### **ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБА УСТРАНЕНИЯ МИКРОДЕФЕКТОВ НА УЧАСТКАХ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ МАГНИТНО-ИМПУЛЬСНОЙ ОБРАБОТКОЙ (МИО)**

*М. Алжадли, А.М.Щипачев,*

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

Целью работы является улучшение эксплуатационных свойств трубопроводов, восстановление их работоспособности и продление срока службы.

Актуальность работы: наличие в металле трубопроводов микродефектов (пор, усталостных микротрещин, трещины КРН и др.) приводит к снижению их работоспособности в связи с тем, что данные дефекты вызывают концентрацию напряжений в их вершинах, что приводит к быстрому росту трещиноподобных дефектов под нагрузкой, переход в критическую стадию развития, и в конечном итоге разрушению металла [1]. Анализ причин аварий на объектах трубопроводного транспорта показывает широкую распространенность данных дефектов и регулярное их обнаружение в очагах разрушений трубопроводов, что свидетельствуют о серьезности таких дефектов и подтверждают, что своевременное выявление данных дефектов, ранее устранение и предотвращение их дальнейшего развития, являются актуальными.

В основе принципа действия МИО использован метод преобразования электрической энергии запасаемой НЭ в электромагнитное поле, возникающее при разряде в технологическом индукторе. Электромагнитное поле индуктора наводит в обрабатываемом материале вихревые токи. Взаимодействие электромагнитного поля индуктора и вихревых токов в материале приводит к работе деформации и импульсному нагреву материала [2].

На рисунке 1 представлена принципиальная схема магнитно-импульсной установки (МИУ).

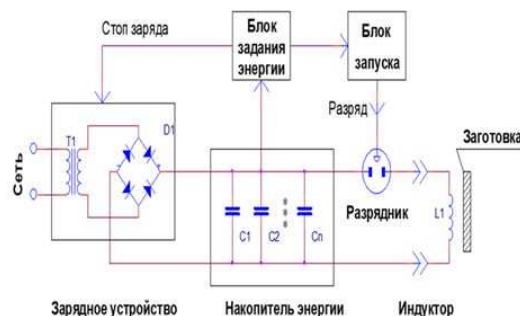


Рисунок 1 - Принципиальная схема МИУ

Рабочим инструментом МИУ является индуктор, его задача заключается в преобразовании текущей в нем электрической энергии в переменное магнитное поле, действующее в его рабочей зоне.

При протекании в материале заготовки наведенных токов происходит их концентрация вблизи трещин (рисунок 2), что приводит к локальному неоднородному нагреву в окрестности трещин, сопровождаемое его тепловым расширением и как следствие возникает термические сжимающие напряжения, приводящие к смыканию трещин [3].



Рисунок 2 - Увеличение плотности тока на вершине трещины

Температура в вершине трещин может значительно повышаться в зависимости от запасенной энергии в НЭ, и достичь температуры расплавления металла [4].

На базе завода «Прогресс» в городе Ухта проводились экспериментальные исследования влияния импульсного воздействия на прочностные свойства металлов, содержащих поверхностные микротрещины.

В качестве материала исследования было изготовлено три группы образцов из стали 17Г1С. Две группы образцов были подвергнуты МИО с различными



ми характеристиками, затем были испытаны на ударную вязкость, а третья группа сразу был испытан на ударную вязкость без проведения МИО.

Расчет ударной вязкости образцов показывал, что ударной вязкости образцов, подвергнутых МИО повысилась на 20 - 30% по сравнению с необработанными образцами.

Был произведен снимок распределения тепловых полей при МИО. При этом было установлено, что точки интенсивного воздействия является вершина трещин, где было отмечено повышение температура в вершине трещин и на момент окончания импульсного воздействия(рисунок 3).

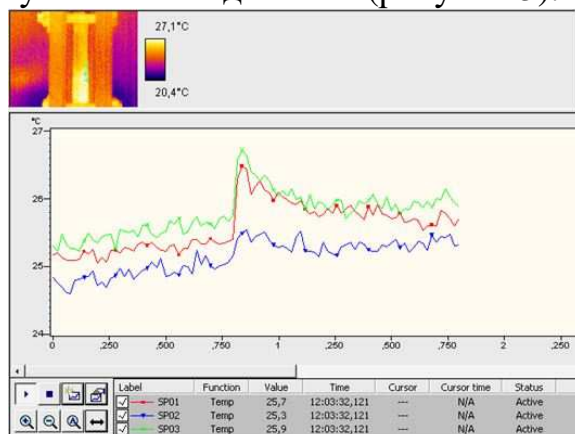


Рисунок 3 - График распределения тепловых полей при МИО с параметрами энергии 2 кДж и тока 84 кА

Научная новизна: Применение магнитно-импульсной обработки металла для заживления дефектов сплошности трубопроводов (пор, усталостные микротрещины, трещины КРН и др.), расчет оптимальных параметров МИО для достижения максимальной эффективности восстановления дефектов.

Теоретическая и практическая значимость работы: Применение магнитно-импульсной обработки металлов позволяет производить восстановление работоспособности поврежденных участков трубопровода, продлить их срок службы и обеспечить длительную безопасную эксплуатацию.

Возможность применения: планируется внедрение данного метода для восстановления работоспособности поврежденных трубопроводов на объектах компаний ПАО Газпром и ПАО Транснефть.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Щипачев А.М., Алжадли М. Современные методы заживления микродефектов в трубопроводах/ Газовая промышленность, 2021, № 7, с.110-116.
2. Прокофьев А.Б., Беляева И.А., Глуценков В.А., Карпухин В.Ф., Черников Д.Г., Юсупов Р.Ю. Магнитно – импульсная обработка металлов (МИОМ)// Самара: АНО «Издательство СНЦ», 2019. –140 с.
3. Кукуджанов К.В., Левитин А.Л. Процессы трансформации и взаимодействия микротрещин в металле под воздействием высокоэнергетического импульсного электромагнитного поля // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Механика. – 2016. – № 2. – С. 89–110. DOI: 10.15593/perm.mech/2016.2.07
4. Финкель В.М. и др. Об упрочнении металла в устье трещины, обтекаемой импульсом тока // Физика, и химия обработки материалов. -1981.-№2. - С. 42- 45.



**РАСЧЁТ ТРУБОПРОВОДОВ НА СЕЙСМИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ***В.Э. Багаутдинов, Я.И. Горбунова, Р.И. Сайфуллина, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время существенное количество проектируемых и строящихся магистральных трубопроводов пересекают участки с неблагоприятными сейсмическими воздействиями. К ним предъявляются особые требования по прочности и устойчивости, так как помимо основных нагрузок, в сейсмически активных регионах возникает волновая сейсмическая нагрузка.

Напряженное состояние трубопровода под сейсмическим воздействием рассчитывается согласно СП 36.13330.2012:

$$\sigma_{\text{прN}} = \pm \frac{0,04 \cdot m_0 \cdot k_0 \cdot k_n \cdot a_c \cdot E_0 \cdot T_0}{c_p}$$

где  $k_0$  – коэффициент ответственности трубопровода;  $c_p$  – скорость распространения продольной сейсмической волны;  $k_n$  – коэффициент повторяемости землетрясения;  $m_0$  – коэффициент защемления трубопровода в грунте;  $T_0$  – преобладающий период сейсмических колебаний;  $a_c$  – сейсмическое ускорение.

Однако данная формула учитывает лишь напряжения, направленные вдоль продольной оси трубопровода и не учитывает действие сейсмических нагрузок, направленных по нормали к продольной оси трубопровода.

Для наиболее полного представления о возникающих напряжениях в трубопроводе под действием основных и сейсмических нагрузок мы производим расчет на основе модели трубопровода в грунте в одном из российских программных обеспечений – «ЛИРА 10».

В ПК ЛИРА 10 реализуются различные подходы к оценке сейсмостойкости сооружений:

- Прямое интегрирование уравнений движения;
- Спектральный метод;
- Нелинейный статический метод (Pushover analysis).

Основным фактором выбора расчета в данной программе является наличие нелинейного статического метода расчета, который учитывает, что при землетрясениях поведение конструкции и ее повреждения в основном зависят от деформаций, спровоцированных сейсмическим воздействием, а не от усилий в элементах, которые возникают от эквивалентного сейсмического воздействия.

Данная программа используется для решения широкого круга задач сейсмики, независимо от характера исходных данных, требуемой точности решения и сложности расчётной схемы, позволяет обоснованно выбрать подход к решению сейсмических проблем.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Бирбраер А.Н. Расчет конструкций на сейсмостойкость, СПб: Наука, 1998. – С. 59-70.
2. Мкртычев О.В., Джинчвелашвили Г.А. Проблемы учета нелинейностей в теории сейсмостойкости (гипотезы и заблуждения). — М.: МГСУ, 2012. — 192 с.

## **ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТРУБ НА НАДЕЖНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОТРЕМОНТИРОВАННЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

*Е.Ю. Бакина, А.С. Попков, А.М. Щипачев,  
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург*

Кривизна контактирующих поверхностей, таких как наружная поверхность трубы и внутренняя поверхность муфты, в настоящее время в расчетах эффективности обжимных стальных муфтовых конструкций никак не учитываются. Зачастую при расчетах эффективности муфты принимают, что значение зазора между трубой и муфтой равномерно [1].

В рамках исследования производились следующие измерения труб диаметром 1420 мм: внутренний диаметр, толщина стенки, радиус кривизны. Исследуемая «катушка» трубы была вырезана из действующего газопровода.

На внешнюю и внутреннюю поверхности трубы с шагом 1 м были нанесены 10 круговых линий.

Определение толщины стенки по контрольным сечениям трубы показало, что отклонения от номинального значения находятся в пределах от минус 0,3 до плюс 0,2 мм.

Также в контрольных сечениях были замерены периметры окружностей. Предполагая, что сечение трубы имеет «правильную» круговую форму, из значений периметров были рассчитаны наружные диаметры трубы. По проведенным измерениям и расчетам наибольшее отклонение от номинального диаметра не превысило 0,13 %.

Внутренние диаметры исследуемой трубы были измерены во всех контрольных сечениях. Полученные данные позволили построить эпюры отклонений величин внутренних диаметров от номинального диаметра. Было установлено, что наружная поверхность трубы отличается от идеальной цилиндрической формы. При этом форма сечений, как правило, вытянута в одном из направлений. Максимальное значение диаметра в сечении составляет – 1408,4 мм, а минимальное -1368,5 мм.

Далее были проведены замеры кривизны поверхности трубы. Следует отметить, что характер этой величины для поверхностей газопроводных труб весьма переменчивый.

При помощи индикатора часового типа была достигнута точность измерений показателя кривизны трубы, а для снижения вероятности ошибки при измерениях замер кривизны выполнялся в одних и тех же точках внешней и внутренней поверхностей при различном угловом положении трубы.

В поперечных сечениях трубы отклонения кривизны поверхности идеальной цилиндрической оболочки устанавливалась по величине радиуса кривизны [2].

При помощи измерений кривизны внутренней и внешней поверхности были построены круговые эпюры. Круговые эпюры позволили понять характер

изменения и величины отклонений радиусов кривизны от номинального значения.

Диапазон изменения радиусов кривизны внешней поверхности на образующих верхней части трубы в пределах 9% от номинального значения 700 мм, и только на образующих в нижней части трубы, значения радиуса кривизны достигают плюс 50 и минус 19% от номинального значения.

После сравнения эпюр радиусов кривизны внутренней и внешней поверхности можно сделать вывод о практически полном сходстве форм и цифровых значений измеряемых параметров.

Контур эпюр радиусов кривизны внутренней поверхности и внешней поверхности совпадает, что говорит о правильности и точности измерений. Выявление расхождений отдельных значений максимальных отклонений радиусов кривизны (до 22 %) от номинального значения объясняется значительной зависимостью величины радиуса кривизны от состояния поверхности и точностью установки кривизномера на поверхности трубы.

По результатам измерений толщина стенки трубы колебалась в пределах от минут 1,6 до плюс 1,1%.

Такие параметры, как наружный диаметр и толщина стенки, позволили сделать вывод, о хорошо налаженном технологическом процессе изготовления наружной поверхности трубы.

Были произведены измерения периметра контрольных сечений для последующего вычисления наружных диаметров. Отклонения в значениях наружного диаметра оказались в пределах плюс/минус 0,1%.

В результате измерения внутренних диаметров можно сделать вывод, что поперечные сечения несколько отличаются по форме от правильной круговой формы. Но отличия от номинального значения не превышают 2,1 %.

Замеры показали, что радиус кривизны поверхности меняется в довольно широких пределах от  $0,7\rho_{\text{ном}}$  до  $1,45\rho_{\text{ном}}$  (где  $\rho_{\text{ном}}$  - номинальное значение радиуса кривизны). Также стоит отметить, что величины радиусов кривизны внутренней и внешней поверхности имеют наибольшие отклонения от номинального значения по сравнению с другими измеренными параметрами.

Поэтому логично предположить, что наибольшее влияние на эффективность ремонта муфтовыми конструкциями газопровода будут оказывать влияния радиусы кривизны внешней поверхности как трубы, так и муфт.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федоров А. Г. Совершенствование методики ремонта нефтгазопроводов с применением стальных обжимных муфт: дис...канд.тех.наук : 25.00.19 / Федоров Андрей Геннадьевич ; науч.рук . Р. В. Агиней ; УГТУ. – Ухта, 2017. – 216 с.
2. Пат. на полезную модель №153456 RU, МПК G 01 B 11/255. Устройство для измерения радиуса кривизны цилиндрической поверхности крупногабаритных деталей / В.М. Шарыгин, А.С. Попков, А.Г. Федоров – № 2014137344/28; Заявл. 15.09.2014; Опубл. 20.07.2015. – Бюлл. №20.

## УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЙ КОМПЕНСАЦИОННЫЙ БЛОК ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

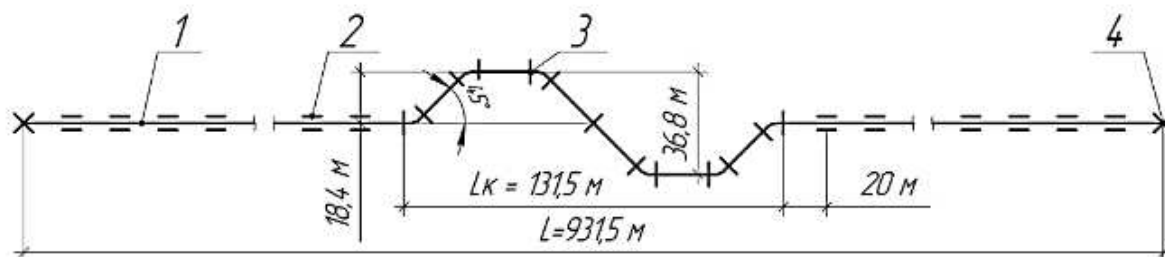
З.А. Бешерян, УГНТУ, г. Уфа

Современный курс освоения новых нефтегазовых месторождений сдвинулся на Крайний Север – зоны низких температур и многолетнемерзлых грунтов. Возникла необходимость более подробного изучения особенностей данной местности и способа прокладки магистральных трубопроводов. Самой рациональной и приемлемой оказалась надземная прокладка на свайных опорах. Демонстрацией могут послужить такие проекты, как «Заполярье-Пурпе», «Ванкорское месторождение – Пурпе» и «Трансалянская магистраль» [1, 2].

Тем не менее, суровый климат и высокая вязкость нефти усложняют и ухудшают эксплуатационные характеристики трубопровода. Низкая температура с одной стороны и подогретая нефть с другой, вызывают большие перепады температур и значительные продольные перемещения, которые требуют устройства специальных компенсационных блоков – компенсаторов, которые могут быть различной формы: треугольной, трапециевидной и П-образной.

Существующие виды компенсаторов имеют ряд положительных и отрицательных сторон. Проанализировав все факторы, было выявлено, что наиболее оптимальным из них является трапециевидный компенсатор, для которого ранее в ходе математического моделирования определены оптимальные конструктивные параметры [3, 4, 5].

Однако, рассмотренная модель трапециевидного компенсатора имеет путь усовершенствования при помощи симметричного повторения своей геометрии относительно предыдущего вдоль оси трубопровода (рисунок 1).



1 – трубопровод; 2 – промежуточная продольно-подвижная опора;  
3 – промежуточная свободно-подвижная опора; 4 – неподвижная опора  
Рисунок 1 – Схема усовершенствованного компенсационного блока:

В предложенной схеме длина между неподвижными опорами увеличивается в 2 раза относительно типовых компенсационных участков трапециевидной формы, при этом максимальные напряжения в опасных сечениях трубопровода практически не изменяются, продольные перемещения увеличиваются, поперечные – уменьшаются. Значительным преимуществом данной схемы, относительно существующих, является снижение стоимости (за счет уменьше-

ния числа неподвижных опор и отводов горячего гнущего) и времени строительства, что сильно влияет на экономическую часть проекта.

При дополнительном экспериментальном исследовании данные компенсационные блоки можно будет внедрять для строительства новых и реконструкции существующих линейно-протяженных надземных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Харионовский, В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях / В.В. Харионовский. – Санкт-Петербург: Недра, 1990. – 180 с.
2. Лисин, Ю.В. Основные технические решения по конструкции опор трубопроводов для участков надземной прокладки трубопроводной системы «Заполярье – НПС «Пурпе» / Ю.В. Лисин, А.Е. Сощенко, В.В. Бондаренко и др. // Трубопроводный транспорт (теория и практика). – 2013. – №6 (40). – С. 4 – 7.
3. Быков Л.И., Бешерян З.А. Исследование деформативности и напряженного состояния надземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. №2 (118). С. 81-90.
4. Быков Л.И., Кантемиров И.Ф., Бешерян З.А. Исследование напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различной форме компенсационных участков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. №6 (122). С. 115-125.
5. Бешерян З.А., Кантемиров И.Ф. Моделирование работы и оценка напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различной форме компенсационных участков (на английском языке) // E3S Web of Conferences : topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2021, Saint Petersburg, Russia, May 31-June 6, 2021. - 2021. - Vol. 266. - Ст. 01022.

УДК 621.644.073

### **МОДЕРНИЗИРОВАННАЯ СВОБОДНО – ПОДВИЖНАЯ ОПОРА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОТЯЖЕННЫХ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

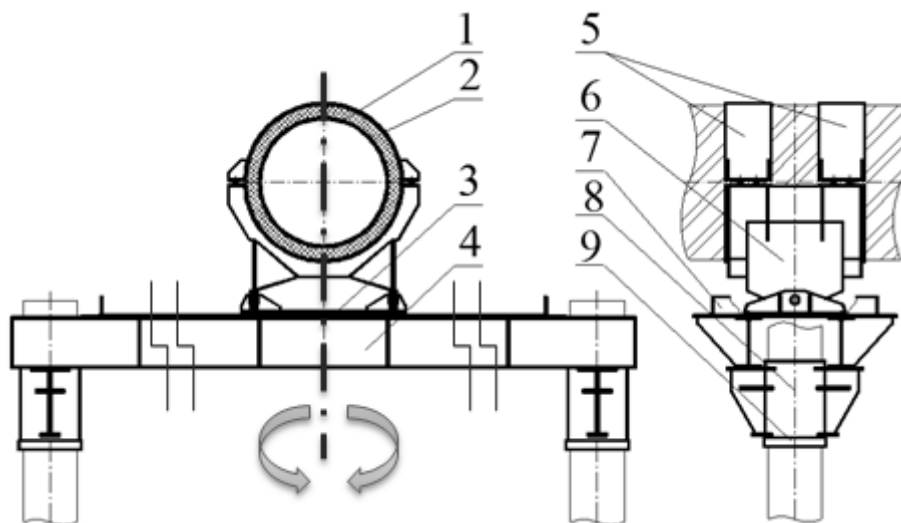
*З.А. Бешерян, С.Я. Валиуллина, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа*

Согласно действующим нормативно-техническим документам (НТД) в условиях многолетнемерзлых грунтов на арктических и приарктических широтах нефтепроводы следует сооружать надземным способом на свайных опорах с устройством специальных компенсаторов. Опоры, обеспечивающие компенсацию продольных деформаций трубопровода, бывают разных типов: неподвижные, продольно-подвижные, свободно-подвижные [1, 2].

В пределах одного типового участка трубопровод посредством продольно-подвижных опор перемещается вдоль оси, а посредством свободно-подвижных опор перемещается в любом направлении на горизонтальной плоскости. Посередине каждого прямолинейного участка располагается неподвижная опора, относительно которой, при компенсации деформаций, прямолинейные участки перемещаются вдоль оси в сторону компенсатора, а вершина изогнутого участка перемещается в поперечном направлении.

В рамках данного исследования [3 – 5] была предложена схема симметричного компенсатора, компенсационная способность которого зависит от сте-

пени свободны трубопровода в опорных точках в зоне максимальных перемещений трубопровода. Из условия минимизации напряженно-деформированного состояния (НДС) предложена конструкция модернизированной свободно-подвижной опоры (рисунок 1).



1 – трубопровод; 2 – теплоизоляция; 3 – подошва корпус-ложемента;  
4 – ростверк с опорным столом; 5 – полухомуты; 6 – корпус-ложемент с шарнирами;  
7 – упоры боковые; 8 – муфта опорная; 9 – полукольца упорные  
Рисунок 1 – Схема модернизированной свободно-подвижной опоры

Отличительная особенность предложенной опоры, относительно существующих, заключается в наличии вертикального шарнира между частями составного корпуса-ложемента (3), что увеличивает степень свободы трубопровода на 1 единицу, многократно снижая риск аварийных ситуаций, вызванных смещением ложемента опоры с плоскости ростверка (4). Применение данного типа опор также позволяет уменьшить металлоемкость конструкции, за счет уменьшения размеров рабочей поверхности ростверка (контактной поверхности трения). При этом скользящий тип работы опоры сохраняется.

Предложенное конструктивное решение свободно-подвижной опоры для строительства протяженных надземных трубопроводов требует экспериментальных подтверждений, где будут уточнены все характеристики и результаты, ранее полученные на математических моделях.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Харионовский, В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях / В.В. Харионовский. – Санкт-Петербург: Недра, 1990. – 180 с.
2. Лисин, Ю.В. Основные технические решения по конструкции опор трубопроводов для участков надземной прокладки трубопроводной системы «Заполярье – НПС «Пурпе» / Ю.В. Лисин, А.Е. Сощенко, В.В. Бондаренко и др. // Трубопроводный транспорт (теория и практика). – 2013. – №6 (40). – С. 4 – 7.
3. Быков Л.И., Бешерян З.А. Исследование деформативности и напряженного состояния надземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. №2 (118). С. 81-90.
4. Быков Л.И., Кантемиров И.Ф., Бешерян З.А. Исследование напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различной форме компенсационных участков //

Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. №6 (122). С. 115-125.

5. Бешерян З.А., Кантемиров И.Ф. Моделирование работы и оценка напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различной форме компенсационных участков (на английском языке) // E3S Web of Conferences : topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2021, Saint Petersburg, Russia, May 31-June 6, 2021. - 2021. - Vol. 266. - Ст. 01022.

УДК 622.692.4.07

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS

*М.В. Битаева, И.Г. Гундорова, В.А. Еговцева, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа*

При длительной выдержке участка трубопровода под давлением начинает действовать температурный фактор: изменение объема закачанной воды, температурная деформация трубы. Сопоставлением расчетной поправки температурного влияния в испытываемом участке можно выявить причину изменения давления.

Использован программный комплекс ANSYS Workbench 18.0 для визуализации распределения температур по времени. В системе автоматизированного проектирования и черчения AutoCAD построена 3D модель трубопровода длиной 150 м и диаметром  $D_N$  1200 мм с эллиптическими заглушками [1]. Внутри трубопровода задана жидкость – вода, внутреннее давление 7,5 МПа.

В результате расчета в разделе Transient Thermal получено распределение температуры по поперечному сечению трубопровода и жидкости внутри.

Далее использованы разделы Steady-State Thermal и Static Structural для получения распределения эквивалентных напряжений по стенке при изменении температуры окружающей среды. Результаты представлены на рисунках.

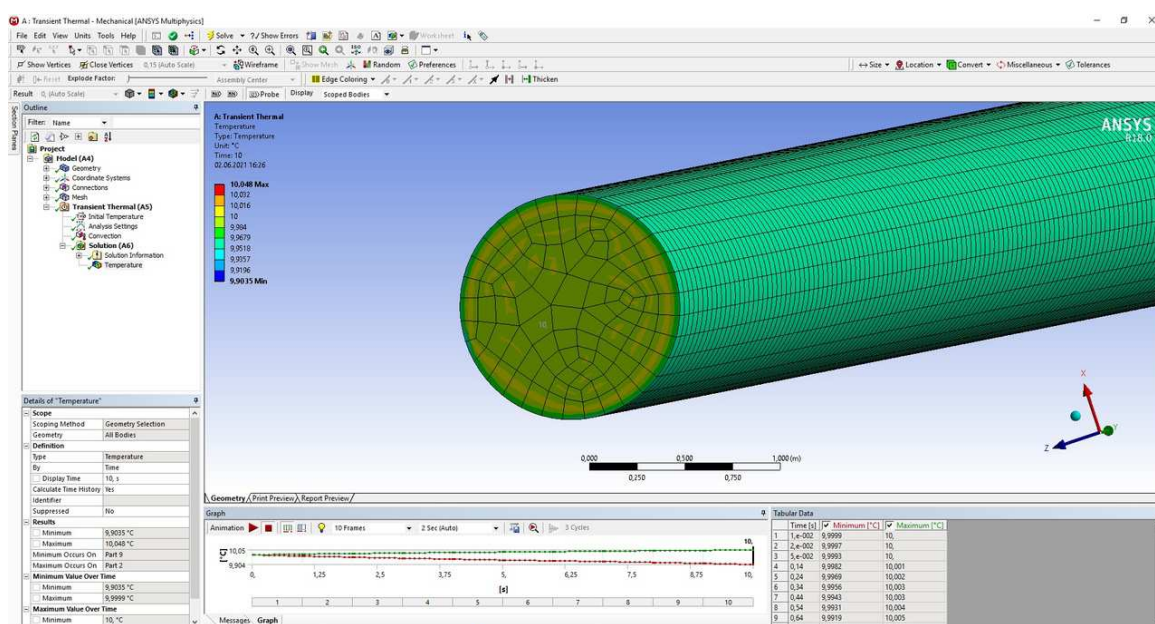


Рисунок 1 – Распределение температуры



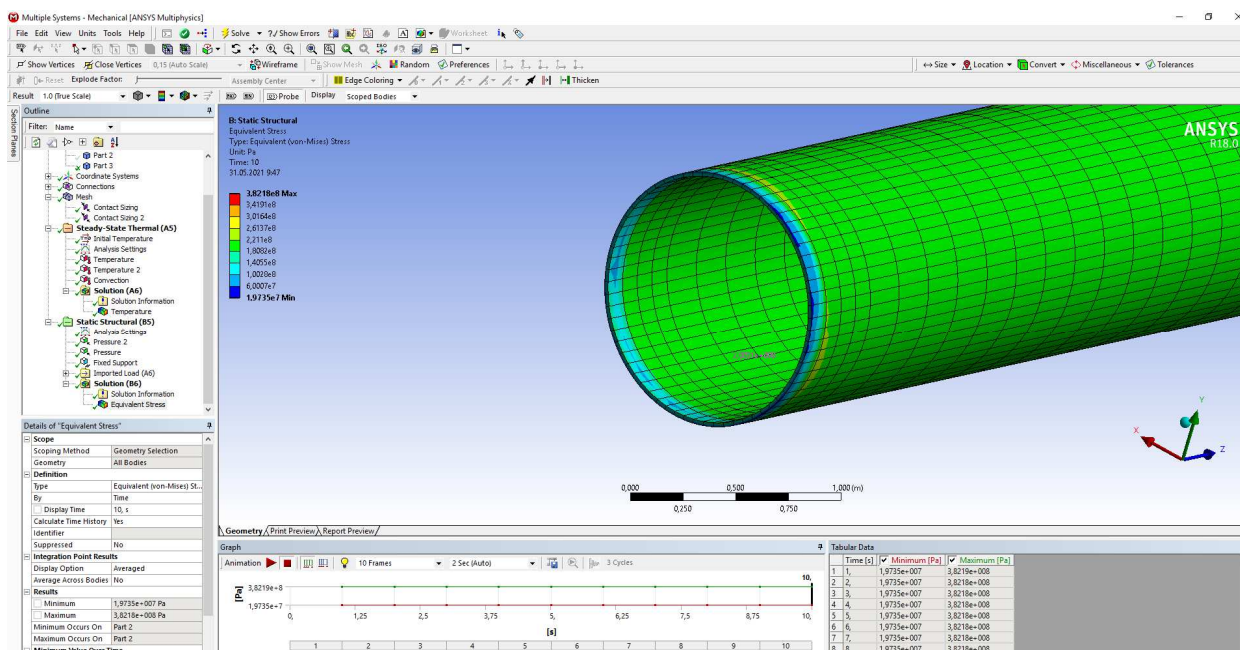


Рисунок 2 – Распределение эквивалентных напряжений

Для понимания поведения трубопровода под представленными нагрузками проведены расчеты изменения напряженного состояния и температуры жидкости в течение 24 часов и определены критические значения изменения температур, которые не влияют на безопасность гидравлических испытаний.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД 153-39.4Р-118-02. Правила испытаний линейной части действующих магистральных нефтепроводов. – М.: ОАО «АК Транснефть», 2002. – 199 с.
2. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. - М.:Стандартинформ, 2012. – 104 с.
3. ГОСТ 6533-78. Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов, аппаратов и котлов. М.: Госстандарт, 1984. – 39 с.

УДК 622.692.4.07

#### ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ТРУБОПРОВОДА В ПРОСАДОЧНЫХ ГРУНТАХ

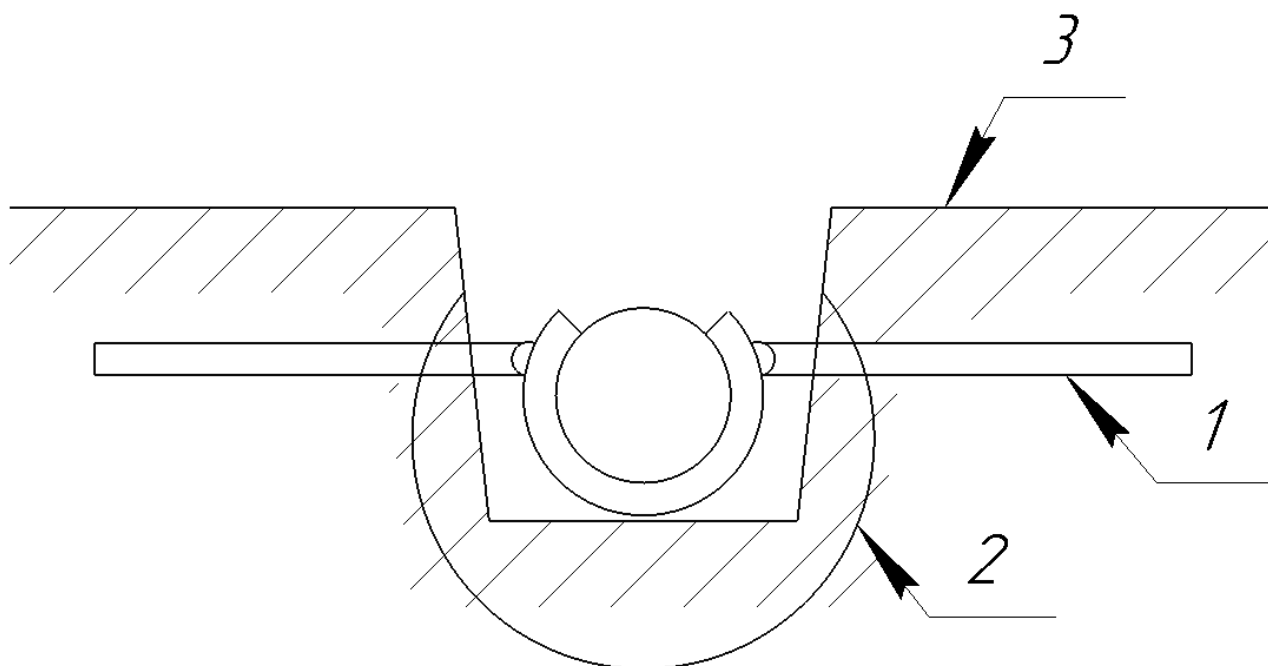
*М.В. Битаева, Э.В. Файзуллина, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа*

Тепловое воздействие подземного трубопровода на окружающий его грунт может привести к таянию последнего, в следствии чего трубопровод на оттаявшем участке смещается вниз и, под действием собственного веса и веса грунта сверху, принимает изогнутую форму аналогично уплотнённому грунту. Прогиб трубопровода на таком участке может привести к недопустимым пластическим деформациям.

Для обеспечения устойчивости трубопроводов разработано множество способов для предотвращения таких ситуаций. Их можно классифицировать как способы, основанные на работе с грунтом и конструктивные решения трубопроводов в виде устройств защиты от поперечных перемещений.



Авторами предлагается новая конструкция устройства закрепления трубопровода на просадочных грунтах, рисунок 1.



1 – устройство закрепления; 2 – ореол оттаивания; 3 – грунт  
Рисунок 1 – Устройство закрепления трубопровода при просадке

Разработанная конструкция позволит проводить постоянный контроль за положением трубопровода, а также проводить регулировку. В дальнейших исследованиях планируется определить оптимальные размеры и область применения устройства.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. - М.:Стандартинформ, 2012. – 104 с.
2. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.:Недра, 1986. – 224с

УДК622.692.4.053

#### **ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОПОЛЗНЕВЫХ УЧАСТКАХ**

*Р.Р. Булатов, Т.Р. Мустафин, УГНТУ, г. Уфа*

Трубопроводы, проложенные в горных условиях, при эксплуатации зачастую подвергаются силовому воздействию оползней и других силовых факторов, приводящих к изменению их напряженно-деформированного состояния по отношению к проектному, что выражается в снижении их надежности и возникновении аварийных ситуаций.

Оползень – смещение горных пород со склонов, бортов карьеров, строительных выемок под действием их веса [1].

Различают два вида силового воздействия оползающих грунтов на трубопровод [2]:

1. Оползание вдоль оси трубопровода на продольных уклонах. При таком воздействии в трубопроводах возникают сжимающие, растягивающие или те и другие напряжения одновременно.

2. Оползание грунтов происходит перпендикулярно или под некоторым углом к продольной оси трубопровода. При этом трубопровод подвергается не только растяжению, но и изгибу в горизонтальной и вертикальной (при посадке основания) плоскостях. Этот вид силового воздействия оползающих грунтов наиболее опасен и при определенных условиях может вызвать изгиб труб, а в дальнейшем и разрушение.

Главными стимулирующими факторами активизации оползневого процесса являются подрезка склона строительными машинами, изменение русла и уровня воды в реке у подножия оползневого склона и отсутствие водоотводных траншей и нагорных канав при явных эрозионных процессах на склоне. Особую опасность представляют грунтовые воды (верховодки), которые могут менять направление движения и облегчать скольжение оползневой массы грунта вниз по склону. При этом они насыщают массив грунта водой и ухудшают сцепление грунта в зоне скольжения. Борьба с ними чрезвычайно сложна и сопряжена с большими затратами, что повышает стоимость транспортируемого продукта [3].

Анализируя причины возникновения и активизации оползней, можно выделить следующие:

1. Грунт намокает настолько, что по свойствам приближается к свойствам жидкости и стремится течь, если поверхность наклонная и меняет свой угол наклона, если поверхность круглоцилиндрическая;

2. Прочность грунта недостаточна для обеспечения устойчивости склона и образуется в толще магистральная трещина, по которой грунт соскальзывает как твердое тело;

3. При наличии ярко выраженного водоупора, сцепление между оползневой и водонепроницаемым грунтом недостаточно и по плоскости водоупора происходит скольжение массива грунта.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

4. Абрамович А.Н. Закрепление грунтов и противофильтрационные завесы в гидротехническом строительстве. - М.: Энергия, 1980. - 320 с.
5. Бабин Л.А., Быков Л.И., Рафиков С.К. Искусственное улучшение грунтов в практике трубопроводного строительства. - М.: Недра, 1990. - 153 с.
6. Трубопроводы в сложных условиях. П.П. Бородавкин, В.Д. Таран. Издательство «Недра», 1968, 304 с.

## **О ВОЗМОЖНОСТИ ОЦЕНКИ УДАРНОЙ ВЯЗКОСТИ ТРУБНОЙ СТАЛИ НЕРАЗРУШАЮЩИМ МЕТОДОМ**

*А.О. Валиахметов, Н.К. Габдуллин, Н.И. Еремеева, Р.З. Гадельшин,  
ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа*

Для определения механических характеристик металла трубопровода при оценке его технического состояния, как правило, используют разрушающий метод, предусматривающий вырезку из трубы образцов и их испытания в лабораторных условиях. Однако реализация разрушающего метода связана с длительным выводом трубопровода из эксплуатации, необходимого для испытания образцов, принятия решения по его результатам и восстановления трубопровода. Для определения прочности, ударной вязкости, трещиностойкости металла труб без остановки перекачки по трубопроводу получили применение неразрушающие методы, использующие методологии индентирования, магнитной памяти металла, изменения тепло- и электропроводности и др. Однако возможность получения достоверных результатов такими методами вызывает сомнения у специалистов.

Значительный объем разрушающих испытаний, выполненных аттестованной лабораторией по сертифицированным методикам, позволяет, как мы полагаем, основываясь на статистической обработке результатов таких испытаний, прогнозировать отдельные свойства стали. Например, известно значительное влияние содержания серы и фосфора, а также размера зерна на механические свойства низколегированной стали. Полученные в результате обработки результатов разрушающих испытаний статистически значимые регрессионные модели позволили бы оценить механические свойства стали по результатам определения химического состава, исследования металлографической структуры, твердости (микротвердости) неразрушающими методами.

Целью работы являлось установление возможности оценки ударной вязкости трубной стали 17Г1С по результатам определения содержания серы и фосфора, величины зерна, на эксплуатирующемся трубопроводе без остановки перекачки. Объектом исследования являлся основной металл прямошовных труб из стали 17Г1С диаметром от 720 до 1020 мм. Исследованы 20 труб, из каждой вырезаны образцы для определения химического состава, ударной вязкости, величины зерна в лабораторных условиях.

Содержание серы и фосфора определялось по ГОСТ Р 54153 на одном образце от каждой трубы с помощью стационарного спектрометра GDS 850A. Дополнительно содержание серы и фосфора в тех же образцах определялось мобильным спектрометром «PMIMasterUVR». За результат принималось среднее арифметическое значение по двум определениям на одном образце. Величина зерна определялась по ГОСТ 5639 на одном поперечном образце от каждой трубы стационарным оптическим микроскопом CarlZeissAxioObserver. Дополнительно величина зерна определялась на тех же образцах мобильным портативным оптическим микроскопом PSM-10. Ударная вязкость определялась по

ГОСТ 9454 на трех поперечных образцах с V-образным надрезом от каждой трубы, при температуре образца минус 40 °С на маятниковом копре РН-300. За результат принималось среднее арифметическое значение. Сравнение результатов полученных на стационарном и мобильном оборудовании показало, что они практически совпадают.

Для построения стохастической модели, описывающей взаимосвязь содержания серы и фосфора, величины зерна и ударной вязкости использовались известные методы многофакторного корреляционно-регрессионного анализа. Установлено что стохастическая модель в виде уравнения множественной регрессии имеет следующий вид:

$$A = -120,54 - 1,20 \times SP + 14,49 \times B, \quad (1)$$

где  $A$  – ударная вязкость, Дж/см<sup>2</sup>;

$B$  – величина зерна по ГОСТ 5639, номер;

$SP$  – массовое содержание серы и фосфора, определяемое по формуле:

$$SP = (S + P) \times 100, \quad (2)$$

где  $S$ ,  $P$  – содержание, соответственно серы и фосфора, в стали, % масс.

Проверка адекватности модели (1) осуществлялась по  $F$ -критерию. Расчетное значение  $F$ -критерия составило  $F_{\text{расч}} = 17,9$ , а табличное для доверительной вероятности 95 % при  $f_1 = 2$  и  $f_2 = 20 - 2 - 1 = 17$  составило  $F_{\text{табл}} = 3,59$ . Так как  $F_{\text{расч}} = 17,9 > F_{\text{табл}} = 3,59$  следовательно, включенные в регрессию переменные достаточно объясняют зависимую переменную, а модель (1) является значимой.

В результате корреляционного анализа получено стандартизованное уравнение регрессии:

$$A = -2,21 \times SP + 1,13 \times B. \quad (3)$$

Значение стандартизованного коэффициента регрессии при величине  $SP$  выше по модулю чем при  $B$ , поэтому величина  $SP$  сильнее влияет на ударную вязкость, чем  $B$ . Знаки при стандартизованных коэффициентах показывают, что с ростом  $SP$  ударная вязкость падает, а с ростом  $B$  растет.

Нужно понимать, что модель (1) адекватно описывает только характеристики изученной стали 17Г1С, для других сталей требуется проведение вышеописанной процедуры и получение оригинальной модели.

В результате исследований установлена возможность выполнения оценки ударной вязкости трубной стали 17Г1С по результатам определения содержания серы и фосфора в стали, величины зерна, без вырезки образцов из трубопровода. В результате многофакторного корреляционно-регрессионного анализа результатов, выполненных аттестованной лабораторией, получена модель для оценки ударной вязкости стали 17Г1С. Содержание серы, фосфора в металле трубопровода определяется мобильным спектрометром «PMI MasterUVR», а величина зерна – портативным оптическим микроскопом PSM-10.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ И ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ**

*Б.Р. Валитов, А.С. Глазков, УГНТУ, г. Уфа*

Россия располагает системой трубопроводов общей протяженностью около 300 тысяч километров. В эту систему входят нефтепроводы, нефтепродуктопроводы и газопроводы. Более чем у половины этих трубопроводов подходит к концу срок службы ввиду того, что с момента ввода их в эксплуатацию прошло много времени [1]. Следствием несвоевременной замены и обслуживания низкого качества являются многочисленные аварии на трубопроводах по причине коррозии. Для ремонта и замены вышедших из строя трубопроводов каждый год тратится по несколько тысяч километров труб из стали.

Все более актуальным становится применение полимерно-армированных труб (ПАТ) вместо стальных при строительстве трубопроводов. Это происходит по причине того, что ПАТ обладают определенными преимуществами перед стальными. Одним из таких преимуществ полимерно-армированных труб является их инерционность к окислителям, в отличие от стальных труб.

Замедляет процесс распространения ПАТ то, что не в полной мере изучены их механические свойства при положительных и отрицательных температурах.

Цель исследования состоит в определении ударной вязкости, предела прочности и текучести полимерно-армированных труб в диапазоне положительных и отрицательных температур.

Для определения механических свойств ПАТ проведены испытания образцов на растяжение и ударный изгиб, результатом которых являются следующие наблюдения:

1. при температуре 20°C значение ударной вязкости составило 9,3 кДж/м<sup>2</sup>, а при -40°C, 26 кДж/м<sup>2</sup>;
2. при понижении температуры образца значение, соответствующее резкому удлинению образца без изменения значения нагрузки растяжения или местного сужения образца (образование шейки) и максимальное напряжение при растяжении уменьшаются, деформации образца снижаются;
3. при температуре 20°C значение предела текучести составило 17,5 МПа, предела прочности 20,3 МПа;
4. при температуре -40°C значение предела текучести составило 13,6 МПа, предела прочности 15 МПа.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Горилковский, М.И. Состояние и перспективы развития трубопроводов в России // Трубопроводы и экология. – 2003. № 4. – С. 25–31.

## **ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ИЗУЧЕНИЕ ИХ ЭФФЕКТИВНЫХ СВОЙСТВ**

*А.И. Габбасов, Т.Р. Насибуллин, УГНТУ, г. Уфа*

Основным трубным материалом, применяемым в нефтегазовой промышленности, является углеродистая сталь. Из неё изготавливается все основные виды труб, применяемых в нефтегазовом деле. За все годы эксплуатации стальных трубопроводов был выявлен ряд существенных недостатков: высокий вес металла труб; подверженность труб внутренней и внешней коррозии; высокий показатель теплопотерь; дороговизна трубной продукции, строительства и эксплуатации, а также трудности, связанные с транспортировкой трубной продукции. Наиболее неблагоприятным недостатком является коррозия: около 90 % аварий с выходом транспортируемой среды из трубы происходят из-за коррозионного разрушения труб. Если для защиты труб от внешней коррозии труб применяются заводские покрытия на основе трехслойного полиэтиленового, полипропиленового покрытия с эпоксидным покрытием, то вопрос защиты внутренней поверхности остается актуальным по сей день.

Основными материалами, призванным решить проблемы стальных труб, должны стать полимерные материалы: различные виды полиэтилена, полипропилен, стеклопластик и др. По сравнению со сталями они обладают меньшим весом, низкой теплопроводностью, а также высокой гибкостью, их легкий вес обеспечивает удобство при монтаже. Однако во время проведения исследований этих труб было выявлено, что многие материалы полимерных труб не являются химически стойкими к воздействию определенных агрессивных сред, таких как  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ . По итогам исследований, наиболее подходящим материалом для полимерных труб был выбран полиэтилен низкого давления (ПНД) марки 289-137, т.к. он обладает наилучшими показателями стойкости к нефтяным средам по сравнению с полиэтиленом высокого давления или пропиленом. Другим существенным недостатком полимерных труб являются более низкие прочностные характеристики по сравнению со стальными, из-за чего приходится уменьшать диапазон допустимого рабочего давления. Решением данной проблемы может стать применение армированных полимерных труб. Армированные трубы состоят из трех слоев: внутренний слой, чаще всего изготавливается из ПНД и обеспечивает гладкую внутреннюю поверхность; силовой слой, который выполняется из синтетических нитей, алюминия или стекловолокна и являющийся тем самым армирующим слоем, в процессе изготовления трубы армирующий слой припаивается к внутреннему и наружному слоям; наружный слой может быть выполнен из полиэтилена высокого давления, т.к. он устойчив к воздействию ультрафиолетового излучения, или из высокоплотного полиэтилена, в этом случае внешний слой должен быть стабилизирован для уменьшения разрушающего воздействия ультрафиолетовых лучей.

Все основные эффективные свойства полимерных и армированных труб могут быть изучены в программном комплексе CAEFidesys. Среди преимуществ данного программного комплекса можно выделить следующие: проведение расчетов с помощью параллельных алгоритмов, за счет чего расчеты в комплексе проходят в примерно 2,5 – 3 раза быстрее по сравнению с другими комплексами; малая погрешность расчетов по сравнению с другими САЕ комплексами. Данный комплекс находит применение в большом количестве отраслей: нефтегазовая отрасль, наноиндустрия, машиностроение.

Одной из важнейших и первостепенной задачей нефтегазового комплекса и всей нефтегазовой промышленности является необходимость в повышении сроков эксплуатации трубопроводов, снижение вероятности загрязнения окружающей среды, а также оптимизации изготовления, доставки и сборки трубной продукции, и полимерные трубы, призванные решить эти проблемы, могут стать новой вершиной развития нефтегазового комплекса.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. О применении труб из полимерных материалов для промышленных трубопроводов / Д. Гулин, К. Карпова, А. Глазков, Т. Насибуллин. // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 6. – С. 107-115.
2. Анализ материалов, применяемых в производстве полимерных труб для строительства нефтегазопроводов / Глазков А. С., Гарифуллин А. А., Фассахов М. А. [и др.]. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 5-6. – С. 40-45.
3. Ягафаров, А. В. Сравнительный анализ материалов труб нефтегазовой промышленности / А. В. Ягафаров // Форум молодых ученых. – 2020. – № 2 (42). – С. 426-430.
4. Сидорова, В. В. Применение композитных материалов в нефтегазовой промышленности / Сидорова В. В. // В сборнике: Гидравлические машины и системы транспортировки нефти и газа; редколлегия: С.Г. Валухов [и др.]. – Воронеж, 2019. – С. 84-91.
5. Семенов, К. С. Композитные материалы, применяемые в нефтегазовой промышленности / Семенов К. С. // Инновации. Наука. Образование. – 2020. – № 19. – С. 498-503.

УДК 620.22

### **ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ**

*Э.М. Габдуллина, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа*

Согласно мировой статистике, рынок СПГ является самым динамично-развивающимся среди углеводородного сырья. По прогнозам к 2025 году производство СПГ в России должно достигнуть мощности более 70 млн.т./год, поэтому вопросы, связанные с развитием технологий и обеспечением безопасности систем транспорта и хранения СПГ, являются актуальными [1].

Наибольшее внимание исследователей привлекает транспорт СПГ по трубопроводам, так как он связан с целым рядом проблем, таких как предотвращение образования двухфазного потока по всей длине трубопровода, первоначальное заполнение и захолаживание трубы, подбор материала трубопровода,

обеспечивающий необходимый запас прочности и устойчивости, грамотный выбор теплоизоляционного покрытия [2].

Трудность перекачки СПГ по трубопроводам заключается в возможности возникновения двухфазного потока из-за притока тепла из окружающей среды. Так как природный газ начинает кипеть при температуре  $-161,5^{\circ}\text{C}$ , важной задачей при перекачке сжиженного газа является поддержание его температуры, соответственно, к теплоизоляционным покрытиям предъявляются особые требования.

Целью исследования является повышение надежности теплоизоляционного покрытия трубопроводов, транспортирующих сжиженный природный газ.

Для достижения данной цели необходимо провести анализ теплоизоляционных материалов, применяемых на трубопроводах, транспортирующих сжиженные газы и методов их ремонта, а также исследование влияния повреждения теплоизоляционного покрытия на безопасную эксплуатацию трубопровода.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Российские производства по сжижению природного газа [Электронный ресурс]. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/spg/500005-rossiyskie-proizvodstva-po-szhizheniyu-prirodnogo-gaza/> (дата обращения 03.10.2021).
2. Воронов В.А., Карякина Е.Д., Ахмеров Э.В. Анализ технических решений в области транспорта и хранения сжиженного природного газа. – М.: Вестник, 2019. – 87 с.

УДК 622.691.4

### **ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ТРЕЩИНЫ ПОПЕРЕК ШВА В КОЛЬЦЕВОМ СВАРНОМ СОЕДИНЕНИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА**

*В.В. Гайсин, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа, УГНТУ, г. Уфа,  
Т.А. Бакиев, М.В. Закирьянов, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа,  
М.З. Ямилев, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, УГНТУ, г. Уфа*

Обеспечению надежного и эффективного функционирования линейной части магистральных газопроводов и предупреждению возможного возникновения аварий способствует проведение комплекса мер по техническому диагностированию конструктивных элементов. Наиболее информативным из существующих методов является внутритрубное диагностирование, совершенствование которого привело к возможности выявления в кольцевых сварных соединениях дефектов типа «трещина поперек шва» [1]. В соответствии с нормативно-техническими требованиями данные дефекты являются недопустимыми и подлежат устранению в самые короткие сроки.

Целью работы является исследование причин возникновения поперечных трещин в кольцевых сварных соединениях, влияния данных дефектов на несущую способность газопровода, а также теоретическая оценки степени их опасности и возможного остаточного ресурса.



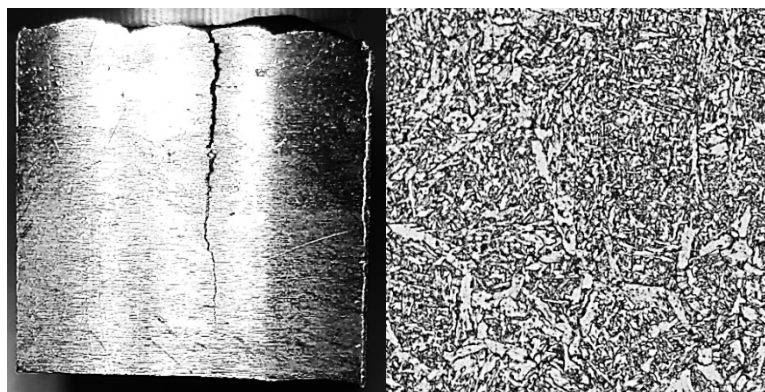


Рисунок 1 – Образец с трещиной поперек кольцевого сварного шва DN1400 и его микро-структура

Проведенные металлографические исследования показали, что возникновение трещин связано с формированием во внутренних слоях сварного шва крупнозернистой структуры игольчатого строения и ослаблением межкристаллитных связей (рисунок 1). Предполагается, что данные трещины образовались на стадии строительства, при этом до недавнего времени не выявлялись.

Проведенные механические испытания показали снижение пластичности стали, однако сопротивление хрупкому разрушению, в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, обеспечивается.

По результатам гидравлического испытания катушки DN1400, теоретического расчета и расчета численной модели на прочность [2] и усталостную долговечность с использованием диаграммы деформирования и прочностных характеристик, полученных при испытаниях на статическое растяжение, выявлено, что большинство газопроводов с поперечными трещинами в кольцевых сварных соединениях имеют некоторый запас прочности. Для получения данных о фактическом остаточном ресурсе необходимо продолжить серию стендовых гидравлических испытаний.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ваулин, С.Л. Возможности внутритрубной магнитной диагностики в определении сварочных трещин на кольцевых сварных швах. С.Л. Ваулин, А.Н. Кукушкин Н.Н. Иванова и др./Газовая промышленность, 2020. - №12 (810). – 98-100 с.
2. Захаров М.Н. Прочность сосудов и трубопроводов с дефектами стенок в нефтегазовых производствах/ М.Н. Захаров, В.А. Лукьянов. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – 216 с.

УДК 621.6.036

### **ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ХРАНЕНИИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА**

*В.С. Галанов, УГНТУ, г. Уфа*

В последнее время сжиженный природный газ (СПГ) стал использоваться не только для экспорта, но и на территории России. Так, в 2019 году был введен

в эксплуатацию завод Криогаз-Высоцк, который будет снабжать газом Калининградскую область [1]. В 2022 году в Республике Башкортостан планируется соорудить комплекс по производству СПГ не только для транспорта в отдаленные части республики, но и для использования в качестве моторного топлива [2]. Учитывая темпы роста популярности СПГ, необходимо больше внимания уделять безопасности в этой сфере.

Повышение безопасности в нефтегазовой сфере является одной из наиболее важных проблем, так как при возникновении чрезвычайных ситуаций, вызванных разливом или воспламенением продукта, которые приводят к экономическим и экологическим потерям. В некоторых случаях возможен летальный исход.

Известно, что хранилища СПГ безопаснее, чем хранилища нефтепродуктов. Это связано со свойствами воспламенения метана [3]. Однако эксплуатация объектов сжиженного газа несет в себе три другие потенциальные опасности: хрупкое разрушение материалов, обморожение тканей человека и воздействия ударной волны, вызванное тепловым расширением газа. Разгерметизация оборудования и дальнейший выброс газа являются исходными данными при возникновении аварий на комплексах СПГ.

В ходе изучения нормативно-технической документации в такой относительно новой сфере как сжиженный природный газ, выяснилось, что на сегодняшний день существует несколько документов, регламентирующих проектирование, строительство и эксплуатацию сооружений СПГ [4,5].

Необходимо усовершенствование нормативной документации. Документация, которая представлена на сегодняшний день в данной сфере основана на зарубежной, и, как правило, не содержит в себе требования по безопасной эксплуатации заводов по производству СПГ, которые были бы адаптированы к сложным климатическим условиям Дальнего Востока и Арктики (многолетняя мерзлота, сейсмически активные районы, заболоченная местность). Также не учитывается собственный опыт в данной области, полученный в ходе сооружения уже функционирующих заводов СПГ, например, «Сахалин-2», «Владивосток СПГ», «Ямал СПГ».

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Зуев Андрей. Стратегия роста [Текст]// ТЭК России. – 2019. - № 3. – С. 2-6.
2. В Республике Башкортостан планируется построить комплекс по производству сжиженного природного газа [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://vbashkortostane.gazprom.ru/press/news/2021/05/911/>. Дата обращения: 05.10.2021.
3. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы (Liquified Petroleum Gases). М: Изд. «Нефть и Газ», 2009. 640 с.
4. СП 240.1311500.2015 Хранилища сжиженного природного газа. - М.: МЧС России, 2015 - 23 с.
5. СП 326.1311500.2017 Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. - М.: Стандартинформ, 2017 - 24 с.

## СХЕМА ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ НА ПЕРЕСЕЧЕНИИ С ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

*Т.Р. Галиев, Ф.М. Мустафин, УГНТУ, г. Уфа*

Коррозия трубопроводов является распространенным явлением и считается одной из самых главных проблем в нефтегазовой отрасли. Существуют ситуации, при которых стандартные методы защиты от коррозии не справляются, поэтому повышение эффективности коррозионной защиты является актуальной задачей в нефтегазовой отрасли.

Опасное влияние ЛЭП на трубопровод выражается тем, что в результате действия переменного электромагнитного поля ЛЭП в трубопроводе возникают наведенные электрические напряжения и токи, которые приводят к возникновению электролитической коррозии от переменного тока.

В настоящее время для защиты подземных трубопроводов от коррозии, вызываемой токами на пересечении с ЛЭП, в основном используют протекторную защиту. Недостатком протекторной защиты является то, что на пересечении с линиями электропередач могут возникать настолько большие электрические напряжения (например, во время дождя), что протектор не справляется и перестает выполнять свои задачи.

Для решения этой проблемы предлагается использовать более совершенную схему расстановки заземлителей (протекторов), при которой для принятия электрической цепи будет использоваться заземлитель с потенциалом больше чем у трубы (медный), и уже от этого заземлителя электрическая цепь будет проходить по трубе к заземлителю с потенциалом меньше чем у трубы (магний), не задерживаясь на самом трубопроводе.

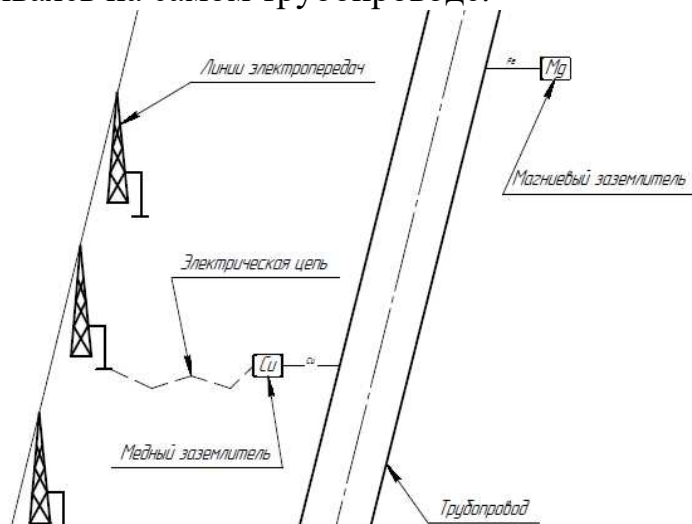


Рисунок 1 – Защита трубопровода от коррозии на пересечении с ЛЭП

Предлагаемый способ должен повысить эксплуатационную надежность и долговечность трубопровода.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Защита трубопроводов от коррозии: Том 2: Учеб. Пособие/Ф.М. Мустафин, Л. И. Быков, А. Г. Гумеров, и др.– СПб.: ООО «Недра», 2007.– 708 с., ил.

УДК 622.692.4

## **КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ЛИНЕЙНЫХ И ПЛОЩАДОЧНЫХ ОБЪЕКТОВ В СЕЙСМИЧЕСКИ-АКТИВНЫХ ЗОНАХ**

*Я.И. Горбунова, В.Э. Багаутдинов, Р.И. Сайфуллина, УГНТУ, г. Уфа*

Некоторые районы территории России характеризуется распространением сейсмоактивных зон, которые так или иначе приходится осваивать, сооружая на них линейные и площадочные объекты. Основным условием безопасной эксплуатации сооружений является их надежность, которую необходимо сохранять вплоть до демонтажа [1]. Для этого применяют различные способы и устройства защиты, проанализировав которые, можно вывести классификацию, выделив несколько признаков, как для линейных сооружений, так и для площадочных объектов:

- по расположению относительно грунта – надземные и подземные;
- по расположению по длине объекта – одиночные и групповые;
- по материалу – металлические, полимерные и грунтовые;
- по типу конструкции – опорного и обхватывающего типов, а также компенсационные участки;
- по допускаемым перемещениям – продольные, поперечные вертикальные и горизонтальные перемещения;
- по типу системы – местного и общего типов [2].

С экономической точки зрения данные методы защиты являются оправданными. Подразумевается, что такие конструкции будут защищать объекты в сейсмически-активных зонах от аварий, что приводит к минимизации затрат на ремонтно-восстановительные работы, а также на ликвидацию аварийных ситуаций. Однако, применение любой конструкции не приводит к обеспечению полной надежности объектов, поэтому разработка новых способов и конструкций не прекращается и по сей день.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Строительство трубопроводов в особых природных условиях: учеб. пособие / Л.И. Быков [и др.] – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. -179 с.
2. Тарасов В.А., Барановский М.Ю., Редькин А.В., Соколов Е.А., Степанов А.С. Системы сейсмоизоляции// Строительство уникальных зданий и сооружений. 2016. №4 (43). С. 117-140.

УДК 699.841

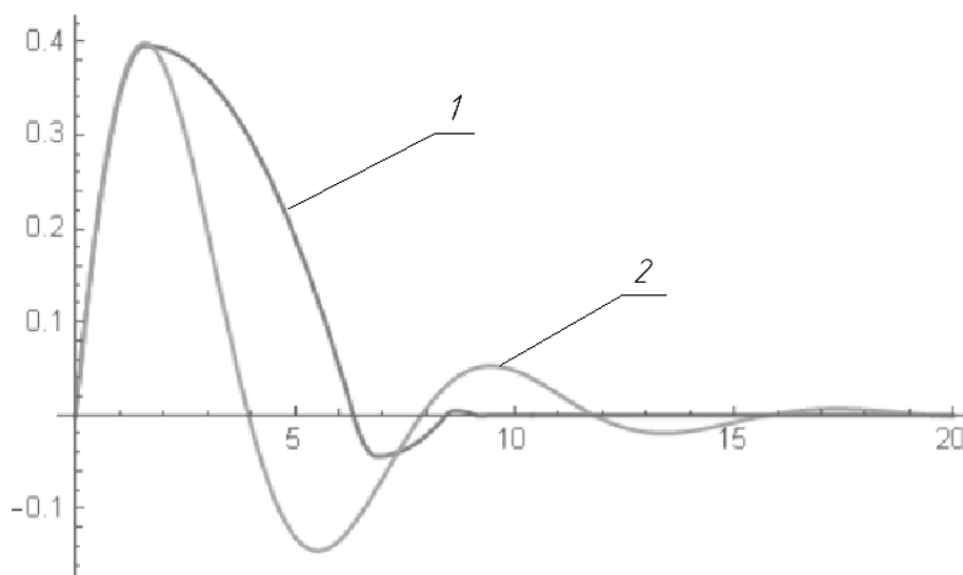
## **УСТРОЙСТВА ДЛЯ СЕЙСМОЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ЗАДАННОЙ СИЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ**

*Е.В. Демушкин, А.Н. Зотов, УГНТУ, г. Уфа*

Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов в сейсмически активных районах является актуальной задачей.

Одним из решений данной проблемы является устройство сейсмозащиты магистральных трубопроводов на основе стержневых систем с заданной сило-

вой характеристикой [1]. Рисунок 1 показывает, что по времени гашения колебаний при сопоставимых условиях данное устройство более эффективно, чем наиболее популярная на сегодняшний день установка, которая содержит демпфер и линейную пружину[2].



1 – функция гашения колебаний с помощью стержневой системы с заданной характеристикой; 2 – функция гашения колебаний с помощью линейной пружины и демпфера  
Рисунок 1 – График зависимости перемещения трубопровода от времени при использовании сейсмозащитных устройств

Устройства с системой стержней, расположенных перпендикулярно трубопроводу, позволяет сохранять положение трубопровода в горизонтальной плоскости в случае сейсмической активности. При возникновении горизонтальных колебаний известной амплитуды энергия полностью гасится данным устройством за кратчайший период времени, передавая на трубопровод ту же нагрузку, что и в состоянии покоя.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Демушкин Е.В., Зотов А.Н., Сейсмозащита магистральных трубопроводов на основе стержневых систем с заданной силовой характеристикой // Материалы 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. Р.У. Рабаев. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2021, С. 388.
2. Сейсмостойкая четырехсвая подвижная опора трубопровода и демпферное устройство [Текст]: пат. 2648179 Рос. Федерация: МПК F16L 3/20 Ревель-Муроз Павел; заявитель и патентообладатель Публичное акционерное общество "Транснефть" (ПАО "Транснефть") (RU), Общество с ограниченной ответственностью "Транснефть - Восток" (ООО "Транснефть - Восток") (RU), Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта" (ООО "НИИ Транснефть") (RU)– N2017122177; заявл. 23.06.2018; опубл. 22.03.2018, Бюл. N 9.

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА***М.Э. Дусалимов, С.Я. Валиуллина, И.Г. Гундорова, УГНТУ, г. Уфа*

Современная экологическая проблема – большое количество парниковых газов в атмосфере, выделяемых вследствие использования углеводородов, таких как нефть и природный газ. Для сокращения выбросов необходима замена используемых источников энергии на альтернативные – более экологичные. Одной из перспективных областей развития является транспорт и хранение водорода.

Водород – это легкий газ, при сжигании которого выделяется тепло, в несколько раз превышающее тепло от сжигания природного газа.

Применение водорода распространено в нефтегазовой и химической промышленности, в топливной энергетике.

По мере возрастания спроса на потребление водорода, увеличивается необходимость в развитии как транспорта от мест его производства до конечного потребителя, так и хранения.

Транспортировка водорода может осуществляться трубопроводным транспортом, с помощью контейнерных перевозок, а также в криогенных цистернах или в носителях, таких как аммиак или гидриды металлов. Для хранения водорода в газообразном виде могут применяться различные газгольдеры, естественные подземные хранилища, а для малых объемов хранения могут использоваться баллоны и сосуды. В сжиженном состоянии водород возможно хранить в криогенных контейнерах, а в твердой форме – с помощью поглощения или адсорбции водорода другим материалом.

Водород по своей структуре схож с природным газом, однако, при транспорте и хранении водорода по сравнению с природным газом возникает ряд существенных проблем:

- высокая «просачиваемость» жидкого водорода при температуре выше минус 253 градуса вследствие малого размера его молекул;
- охрупчивание и разрушение металлов под воздействием атомарного водорода;
- взрывопожароопасность, возникающая при смешивании водорода с кислородом.

Все эти проблемы дают начало исследованию новых способов транспортировки и хранения.

В данный момент объемы транспортировки и потребления водорода не такие большие, и на исследование новых технологий нужны крупные капитальные вложения. Также необходима разработка НТД и технических решений по производству, транспортировке и хранению водорода. Однако за этим последует огромный положительный экологический эффект, именно поэтому данная область является одной из самых развиваемых и перспективных на мировой энергетической арене.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Радченко, Р.В. Водород в энергетике: учеб. пособие / Р. В. Радченко, А. С. Мокрушин, В. В. Тюльпа. — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. — 229 с.

УДК 622.692.4.07

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

*В.А. Еговцева, М.В. Битаева, И.Г. Гундорова, УГНТУ, г. Уфа*

При широком многообразии способов испытаний трубопроводов в условиях отрицательных температур, проблема изменения давления внутри трубопровода при гидроиспытаниях до сих пор остаётся, причем вне зависимости от наличия или отсутствия дефектов. Перепады температур окружающей среды влияют на изменение давления внутри трубопровода, и для обеспечения требований нормативных документов, испытания приходится приостанавливать. Наибольшая подверженность суточным колебаниям температур оказывается у дюкеров, при их испытании на первом этапе на монтажной площадке. Для того, чтобы в нормативной документации учитывалась данная проблема, необходимо ее изучение в условиях, приближенных к трассовым.

Для проведения опытного испытания был изготовлен прототип трубопровода длиной 600 мм и наружным диаметром 120 мм из полимерного материала (рисунок 1) с возможностью присоединения ручного насоса и манометра для контроля за внутренним давлением.

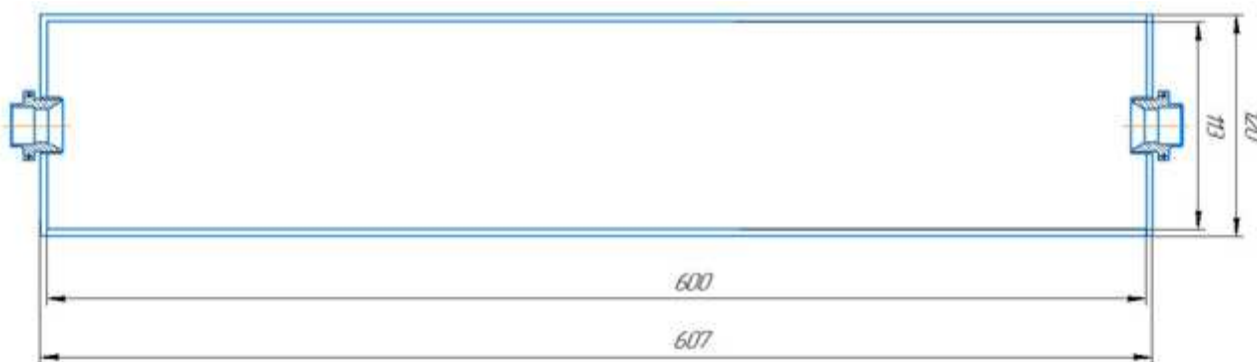


Рисунок 1 – Опытная модель

В ходе исследований получены зависимости изменения температуры и давления от времени остывания трубопровода.

В дальнейших исследованиях ожидается получение зависимостей изменения времени замерзания воды в трубопроводе от изменения начальной температуры воды, времени замерзания воды в трубопроводе от величины температуры окружающей среды, давления в трубопроводе от времени застывания воды, давления от изменения температуры воды в трубопроводе и сравнение с максимально допустимым значением.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД 153-39.4Р-118-02. Правила испытаний линейной части действующих магистральных нефтепроводов. – М.: ОАО «АК Транснефть», 2002. – 199 с.
2. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. - М.:Стандартинформ, 2012. – 104 с.
3. Быков, Л.И. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев. – Санкт-Петербург: Недра, 2005. – 824 с.

УДК 622.692.4.053

### **ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СВАЙНОГО ФУНДАМЕНТА ОПОР ТРУБОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМОСТАБИЛИЗАТОРОВ ГРУНТОВ**

*Р.Ш. Ерзин, Р.И. Сайфуллина, УГНТУ, г. Уфа*

В России большую часть территорию занимают районы вечной мерзлоты, что приносит немало экономических и технических проблем, как при строительстве, так и при эксплуатации трубопроводов.

Грунт является прочным основанием при его сохранении в мерзлом состоянии. Вследствие теплового воздействия на грунт при прокладке нефтепроводов изменяется его внутренняя структура, что, в свою очередь, влияет на осадку свайного фундамента опор трубопровода. Оттаивание многолетнемерзлых грунтов приводит к нарушению устойчивого положения трубопроводов при надземной прокладке, и как следствие этого, происходит просадка участков трубопровода

Главной задачей является предотвращение просадки грунтовых оснований свайных фундаментов опор трубопровода при надземной прокладке.

Решение вышеуказанной задачи может быть достигнуто методом термостабилизации мерзлых грунтов с помощью различных установок, которые применяются для принудительной заморозки грунтов. Наиболее часто используемыми можно считать сезонно действующих охлаждающих установок, холодильных установок, термосифонов, систем «ГЕТ», «ВЕТ» и одиночных термостабилизаторов.

Преимуществом сезонно действующих охлаждающих устройств (СОУ) перед другими видами установок является малая теплоемкость, высокая эффективность охлаждения, быстрый темп вымораживания, высокая теплопередающая способность. СОУ предназначены для автоматической работы в условиях, когда разница температур толщи грунта и внешней среды достигает определенных значений, на которые рассчитаны параметры хладагента.

Метод основан на термостабилизации и обеспечении проектного положения эксплуатируемого нефтепровода с помощью размещения нефтепровода на свайных опорах со встроенными в них термостабилизаторами и с противоположных сторон – группой сезонно действующих охлаждающих устройств.

Теплорассеивающий материал представляет собой теплорассеивающий полимерный композит, обладающий коэффициентом теплопроводности 5 – 15 Вт/м·К.



Сезонное охлаждающее устройство обладает повышенной промораживающей способностью, что увеличивает несущую способность многолетнемерзлых грунтовых оснований и свайных фундаментов опор. Но в связи с трудностями демонтажа и ремонта термостабилизаторов, установленных в свайных опорах, экономически выгоднее и удобнее не ремонтировать их, а размещать дополнительные сезоннодействующие охлаждающие устройства с наружной стороны опор.

Например, на всем газопроводе «Сила Сибири» было использовано более 14,5 тыс. свай и необходимо обеспечить надежность каждой из опор, чтобы избежать просадки участков трубопровода, применение СОУ как никогда актуально.

Расчет и моделирование данной проблемы будут представлены в дальнейшем.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. 181403 Российская Федерация, МПК E02D 3/115. Сезонное охлаждающее устройство для стабилизации оснований / Плотников. С.Н.; заявитель и патентообладатель Плотников С. Н. -№ 2017145183; заявл. 2017.12.21; опубл. 2018.07.12.
2. Константинов, М.Д. Виды термостабилизации многолетнемерзлых грунтов и особенности их применения / Константинов, М.Д. // Наука, техника и образование. – 2020. - № 6. – С. 70.
3. Пат. 2620664 Российская Федерация, МПК E02D 3/115. Способ термостабилизации многолетнемерзлых грунтов и устройство для его реализации / Ревель-Муроз П.А.; заявитель и патентообладатель ПАО «Транснефть» -№ 2017145183; заявл. 2015.12.30; опубл. 2017.05.29.

УДК 622.692.4.053

#### **ВИБРОИЗОЛЯТОР С КВАЗИНУЛЕВОЙ ЖЕСТКОСТЬЮ НА ОСНОВЕ ПНЕВМОПРУЖИНЫ ДЛЯ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ ГТУ-16П**

*И.Ф. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа*

Компрессорная станция КС–6 Шаранского ЛПУМГ оснащён тремя агрегатами ГПА-12Р2 «УРАЛ» с нагнетателями 370-18-1 с СПЧ-1,45/76-6500 ПС и двумя агрегатами ГПА-16РП-01 «УРАЛ» с СПЧ-1,4/76-16/5300 ПС.

На компрессорных станциях производится множество важных задач, основной из которых является компримирование газа (увеличение давления). Компримирование газа осуществляется благодаря ГПА, в частности благодаря газотурбинным установкам (ГТУ). В процессе работы ГТУ вырабатывается высокий уровень колебаний действующих на опорную конструкцию, что говорит о том, что проблема увеличения эксплуатационной надежности и долговечности перекачивающих агрегатов связана с разработкой действительно действующих методов снижения вибраций. С целью снижения колебаний объекта, а далее вибраций используются различные средства виброизоляции, основная суть которых заключается в минимизации контакта объекта эксплуатации и опорной конструкции с целью уменьшения передаваемой объектом динамической нагрузки на опору.

Предлагаемая система виброизоляции ГТУ-16П – это конструкция виброизолятора с квазиулевым жесткостью на основе пневмопружины с пакетом тарельчатых пружин.

Целью работы является разработка виброизолятора с квазиулевым жесткостью на основе пневмопружины с пакетом тарельчатых пружин для ГТУ-16П.

Для достижения указанной цели будут решаться следующие задачи:

1. Разработка математической модели и конструкции виброизолятора с квазиулевым жесткостью на основе пневмопружины с пакетом тарельчатых пружин для ГТУ-16П, имеющего силовую характеристику с рабочим участком квазиулевым жесткости.
2. Аналитическое исследование влияния предлагаемого виброизолятора в работе с ГТУ-16П и опорой.
3. Экспериментальные исследования системы с квазиулевым жесткостью на основе пакета последовательно соединенных тарельчатых пружин, расположенного внутри пневмопружины.
4. Разработка методики определения параметров пневмопружинного компенсатора с квазиулевым жесткостью для газотурбинных установок.

УДК 622.692.4

## **ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ**

*И.Р. Исмагилов, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время в нефтегазовой отрасли весьма актуальна проблема обеспечения надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов для перекачки нефти, газа и воды, при этом металл трубопроводов подвергается одному из наиболее существенных дефектов – коррозии. Применение полиэтиленовых труб дает возможность исключить данный вид дефектов, однако на такие трубы действует ряд ограничений, связанных с давлением, свойствам жидкостей и газов, температурными показателями.

Сегодня не существует научно обоснованной методики расчета неметаллических труб с учетом вышеизложенных факторов, учитывая это, необходимо выполнить экспериментальные исследования и разработать алгоритм расчета неметаллических труб [1].

Использование полиэтиленовых труб на этапе эксплуатации требует проведения дополнительных исследований для учета полученных данных в процессе проектирования. Необходимо также обратить внимание на такие факторы, как температура окружающего грунта, состав компонентов газового конденсата и др.

Нами была поставлена цель - исследовать физико-механические свойства полиэтиленовых труб для транспортировки нефти, газа и воды.

В рамках решения этой задачи планируется проведение ряда экспериментов [2], с использованием образцов материала полиэтиленовых и пластиковых труб после 3-5 лет эксплуатации, включающих в себя определение твердости, ударной вязкости по Шарпи [3] и испытание на растяжение при различных режимах нагружения. После этого будет проведен сравнительный анализ полученных данных и данных, изложенными в нормативных документах, что позволит в конечном итоге разработать уточненную методику расчета полиэтиленовых труб.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 58121.2-2018 Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива
2. ГОСТ 14359-69\*Пластмассы. Методы механических испытаний. Общие требования
3. ГОСТ 4647-2015 Пластмассы Метод определения ударной вязкости по Шарпи

УДК 621. 644. 07

### **ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ТЯГОВОГО УСИЛИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕХНОЛОГИИ DIRECTPIPE**

*Р.Р. Кабиров, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа*

DirectPipe – разработанная немецкой компанией Herrenknecht непиотируемая управляемая одноэтапная технология бестраншейной прокладки трубопроводов, которая сочетает в себе лучшие свойства ранее хорошо зарекомендовавших себя методов, таких как горизонтально направленное бурение и микротоннелирование. На сегодняшний день по всему миру было завершено более 160 проектов с применением технологии DirectPipe.

Усилие, необходимое для продавливания трубопровода, обеспечивается «доталкивателем труб». Поскольку мощность доталкивателя ограничена, успех прокладки длинных труб сильно зависит от точности прогнозируемого тягового усилия. Для оценки максимального тягового усилия сначала профиль трубопровода делится на ряд прямых и криволинейных участков. Затем, начиная с точки выхода, вычисляется изменение осевой сжимающей силы по каждой секции и суммируется до точки входа для определения максимальной тягового усилия. Следующие механических взаимодействий, которые вносят вклад в тяговое усилие:

1. Трение трубопровода за доталкивателем о ролики.
2. Трение между трубопроводом и смазочной жидкостью.
3. Начальное сопротивление на режущей головке микротоннелепроходческого комплекса.
4. Трение между трубопроводом и стенкой скважины.
5. Трение из-за изгиба трубы.

Расчет общего тягового усилия производится для каждого изменения геометрии трассы участка, т. е. в каждой точке перехода между криволинейными или прямыми участками. Вычисление расчетного тягового усилия таким образом дает пять точек вдоль всей трассы для определения расчетной огибающей тяги. Это исследование включает в себя расчеты с более частыми интерва-

лами ( $< 1$  м), чтобы зафиксировать влияние изменения высоты вскрыши на протяжении всей трассы участка.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Robison, J., Shepherd, J., Engelhardt, J. (2021) – Direct Pipe® Feasibility and Planning-Industry Trends, NASTT No-Dig Conference Proceedings paper TA-T4-03.
2. Pruiksma, J., Pfeff, D., & Kruse, H. (2012). The calculation of the thrust force for pipeline installation using the Direct Pipe method. Deltares/National Institute Unit Geo-engineering.
3. Herrenknecht [Электронный ресурс]. URL: <https://www.herrenknecht.com/en/products/productdetail/direct-pipe/> (дата обращения 05.11.2021)

УДК 621.6

### РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРА

*И.Р. Каримов, М.А. Киселев, УГНТУ, г. Уфа*

Обеспечение безопасной эксплуатации является актуальной задачей при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах вертикальных стальных (РВС). Это достигается путем внедрения различных систем, позволяющих оперативно проводить анализ технического состояния РВС [1].

Рассмотрев существующие аналоги, предлагается следующая система мониторинга технического состояния резервуара, представляющая собой устройство, состоящее из нескольких видов датчиков таких как: тензорезисторы, лазеры (рисунок 1).

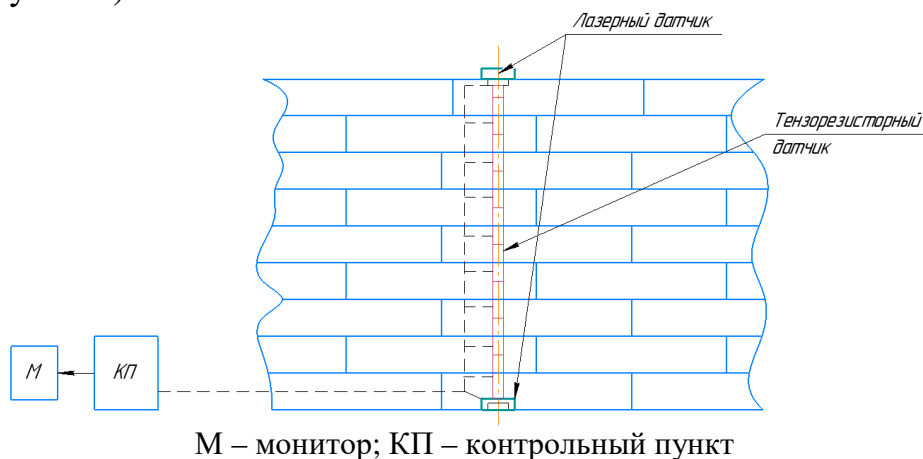


Рисунок 1 – Схема предлагаемой системы

Установка полос тензорезисторов проводится по всей высоте, образующей резервуара. Полоса состоит из отдельных тензорезисторов, длина которых равна стандартным размерам датчика. Они необходимы для контроля за образованием геометрических дефектов стенки резервуара, а также анализа по малоцикловой усталости на основе деформации.

Для контроля вертикальности стенки используются лазерные датчики установленные в верхней и нижней части стенки. В случае необходимости предусмотрена установка промежуточного лазера. Отклонения будут высчитываться

за счет вычисления несовпадения светового потока, создаваемого излучателем, и мишени, принимаемой световой поток.

Предлагаемое устройство рекомендуется использовать для резервуаров, эксплуатируемых в районах с высокой сейсмической активностью, а также для резервуаров подверженных возникновению деформаций геометрии стенки.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дусалимов М.Э., Каримов И.Р., Хасанов И.И., Гулин Д.А., Глазков А.С. Разработка параметров стационарных крыш с легкосбрасываемым настилом для вертикальных стальных резервуаров // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2021. № 2-3, С. 40-45.

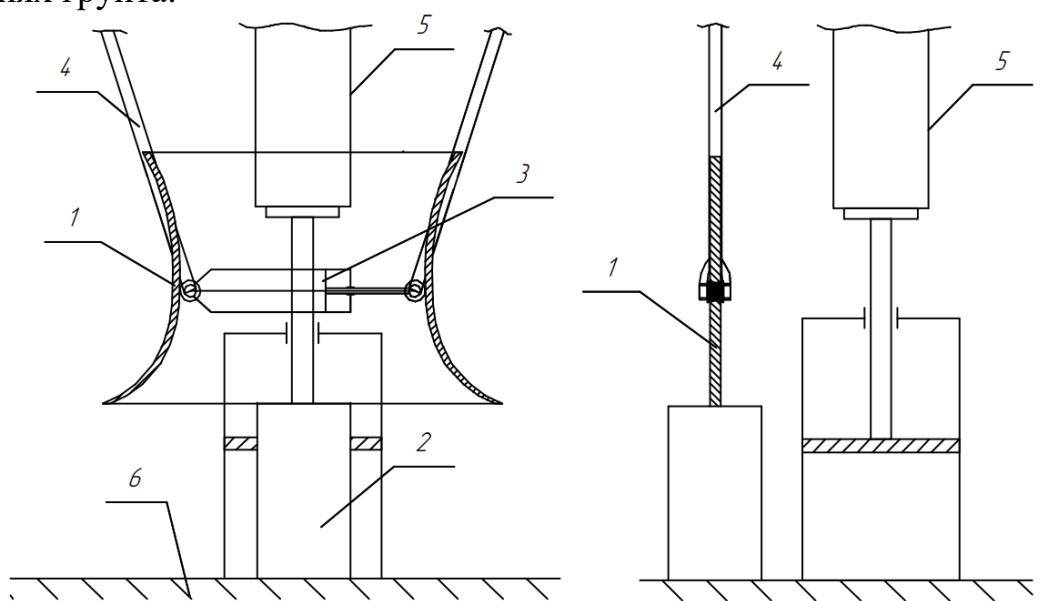
УДК 699.841

### СЕЙСМОЗАЩИТНОЕ УСТРОЙСТВО С КВАЗИНУЛЕВОЙ ЖЕСТКОСТЬЮ ДЛЯ РЕЗЕРВУАРА РВСП 20000

*И.И. Кармышев, УГНТУ, г Уфа*

Строительство резервуаров в сейсмически активных районах является актуальной задачей на сегодняшний день, поскольку существующие методы защиты согласно [1], не обеспечивают безаварийную работу защищаемых объектов при землетрясениях 7 баллов и выше.

Для решения известной проблемы обеспечения прочности и устойчивости резервуаров в районах, подверженных влиянию сейсмических явлений (до 9 баллов по шкале MSK-64) было разработано устройство, принцип работы которого основывается на принципе квазинулевой жесткости [2]. В результате расчета были определены параметры устройств, необходимое их количество - 300 штук и диапазон работы – 25 см по вертикали. Данная система упругих элементов позволяет сохранять проектное положение резервуара при вертикальных колебаниях грунта.



1 – направляющие специального профиля; 2 – пневмопружина вертикальная;  
3 – пневмопружина горизонтальная; 4 – шарнирные опоры; 5 – стальная свая;  
6 – фундамент резервуара

Рисунок 1 – Сейсмозащитное устройство

При разработке устройства были выявлены недостатки, не позволяющие использовать данную систему упругих элементов в строительстве резервуаров.

Во – первых, количество подвижных элементов не только увеличивает потенциальную стоимость механизма, но и усложняет обслуживание устройств. Во – вторых, разработанная система элементов способна принимать лишь вертикальные колебания грунта, тогда как сейсмические толчки не ограничиваются направлением в одной плоскости. В – третьих, устройство обеспечивает проектное положение защищаемого объекта лишь при постоянной его массе, с учетом небольшого разброса, тогда как масса резервуара, по мере наполнения, меняется многократно.

Решение обнаруженных недостатков позволит использовать устройство не только в нефтегазовой отрасли, но и для защиты иных объектов повышенной ответственности, расположенных в сейсмически активных зонах.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м<sup>3</sup>. –М: ОАО "АК "Транснефть", ОАО "Гипротрубопровод", 2004. – 141 с.
2. Валеев, А.Р. Разработка комплексной технологии мониторинга и вибрационной защиты нефтегазоперекачивающего оборудования / А.Р. Валеев, Б.Н. Мастобаев. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2020 – 322 с.

УДК 621.6

### **КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**

*М.А. Киселев, И.Р. Каримов, УГНТУ, г. Уфа*

Резервуары вертикальные стальные (РВС), предназначенные для хранения углеводородного сырья или продуктов его переработки, по своей природе являются наиболее опасными производственными объектами, входящими в состав станций, заводов и других объектов. Хранимые продукты являются опасной составляющей резервуара не только из-за их воздействия гидростатическим давлением, но и из-за их горючести. Пожары, разливы продуктов могут привести к значительным экономическим и экологическим последствиям[1].

Для предотвращения возникновения различных аварийных ситуаций проводятся мероприятия по диагностике, но, как показывает практика, их бывает недостаточно. На данный момент активно разрабатываются системы мониторинга технического состояния резервуаров, которые позволяют непрерывно проводить контроль их технического состояния.

Проведенный анализ систем мониторинга технического состояния резервуаров позволил разработать классификацию таких устройств в зависимости от контролируемых параметров и методов контроля технического состояния (рисунк 1).



Рисунок 1 – Классификация методов контроля технического состояния резервуара

Анализ работы всех устройств, рассмотренных в вышеописанной классификации, направлен на непрерывный анализ технического состояния отдельных элементов резервуара с целью получения первичной информации о наличии и характере дефектов конструкций РВС. Проблемой рассмотренных приспособлений является отсутствие возможности получения общей информации о состоянии резервуара. Исходя из выше сказанного, ставится задача о разработке системы, позволяющей проводить комплексный анализ состояния РВС. Применение данных приспособлений позволит повысить надежность процесса хранения различного вида сырья в резервуаре в период всей его эксплуатации.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дусалимов М.Э., Каримов И.Р., Хасанов И.И., Гулин Д.А., Глазков А.С. Разработка параметров стационарных крыш с легкосбрасываемым настилом для вертикальных стальных резервуаров // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2021. № 2-3, С. 40-45.

УДК 625.12

### **ЭФФЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГАЗОГИДРАТОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ СО ШТОКМАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Я.А. Коннов, В.Б. Барахнина, М.С. Ягдарова, УГНТУ, г. Уфа*

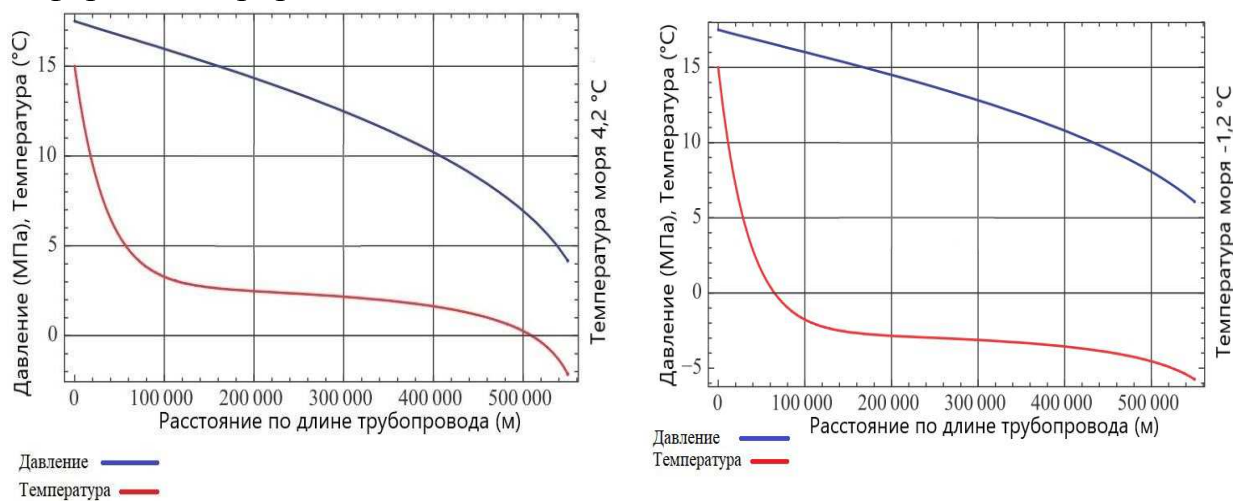
Россия обладает самыми крупными промышленными запасами природного газа (около 40% от мировых) и занимает лидирующее положение в мире по добычк и экспорту. Значительный потенциал энергетических ресурсов России сосредоточен в Баренцевом море. Поэтому оценка эффективности проектов разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения (ШГКМ) является актуальной для развития Арктического шельфа и нефтегазовой отрасли в целом [1].

Цель исследовательской работы – разработка мероприятий по эффективному способу предотвращения образования газогидратов при транспортировке углеводородов (УВ) со ШГКМ. Задачами явились изучение и анализ геолого-промысловой характеристики ШГКМ, техники и технологии перспективного

проекта ШГКМ; анализ и выбор эффективного метода предотвращения образования газогидратов при подводной транспортировке УВ со ШГКМ [2, 3].

Проект разработки Штокмановского месторождения предусматривает ежегодный объём добычи около 70 млрд. м<sup>3</sup> природного газа. Подводные магистральные трубопроводы составляют 17% в общем объеме вложений в Штокмановский комплекс. Они предназначены для доставки однофазной продукции до берега Кольского полуострова. Подобная магистральная подводная система длиной 600 км будет строиться впервые. Характеристика газопровода: длина – 600 км; диаметр – 42"; давление на платформе – 20 МПа; давление на берегу – 6 МПа; подводная трасса (максимальная глубина – 350м; высота площадки береговых сооружений – 90м; угол подъема в месте выхода на берег – 7). Транспортировка потока от ШГКМ до населенного пункта Териберка осуществляется по морским трубопроводам. Расстояния между нитками основного газопровода, между газопроводом и трубопроводом, транспортирующим триэтиленгликоль (ТЭГ) принято не менее 27 м. Трубопровод ТЭГ на пересечении с береговой линией и на прибрежном участке при протаскивании защищается кожухом, предварительно уложенным на дно и засыпанным скальным грунтом. По данным предварительных расчетов для морских газопроводов приняты трубы с переменным диаметром, в том числе: 330 км из труб диаметром 35"; 100 км из труб диаметром 38"; 150 км из труб диаметром 41".

Проведен расчет технологических показателей ингибитора для снижения образования кристаллогидратов на ШГКМ. Анализ полученных результатов показал, что при различных технологических показателях процесс гидратообразования неизбежен. Перспективным проектом для устранения этого явления предложено использование ТЭГ. Однако, по техническим характеристикам этот ингибитор перспективно использовать в сейсмически активных районах. Поэтому в работе предложен в качестве ингибитора гидратообразования метанол, который является эффективным для использования в условиях ШГКМ. Кроме того, есть возможность получения его непосредственно на технологических платформах из природного газа.



а)

б)

Рисунок 1 – Распределение давления и температуры в трубопроводе:

а) летнее время; б) зимнее время



С учетом полученных результатов (рисунок 1), образование кристаллогидратов, возможно, на расстоянии примерно 80 км от технологического судна. Инновацией по снижению риска загрязнения окружающей среды в результате аварий при транспортировке ингибиторов гидратообразования на большие расстояния является создание малотоннажного производства метанола в блочно-модульном исполнении на технологических платформах. По результатам экономических расчетов очевидно, что предложенное мероприятие позволит снизить затраты на строительство подводного трубопровода ТЭГ и получить прибыль в размере 574 169 653 руб./год, а срок окупаемости составит 8 месяцев.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абдрахманов, Н.Х., Тимофеев, А.А., Шарафиев, Р.А. и др. Техносферная безопасность на предприятиях нефтегазовой отрасли. Учеб. пособие под общей ред. Р.Г. Шарафиева/Н.Х. Абдрахманов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – 304 с.
2. Бахтизин, Р.Н., Радионова, С.Г., Лисин, Ю.В. и др. Энциклопедия безопасности жизнедеятельности. Учеб. пособие / Р.Г. Шарафиев, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев, В.В. Ерофеев. – М.: Недра, 2016. – 719 с.
3. Янтирякова, А.Р., Сайфуллина, А.Ш., Барахнина, В.Б. Анализ возможных сценариев возникновения и развития аварий на морских участках нефтепроводов. В кн.: Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2016», Уфа, Издательство УГНТУ, 2016. – С. 329-331.

УДК 622.692.4.053

### **РАВНОЧАСТОТНАЯ ВИБРОИЗОЛИРУЮЩАЯ СИСТЕМА КВАЗИНУЛЕВОЙ ЖЕСТКОСТИ**

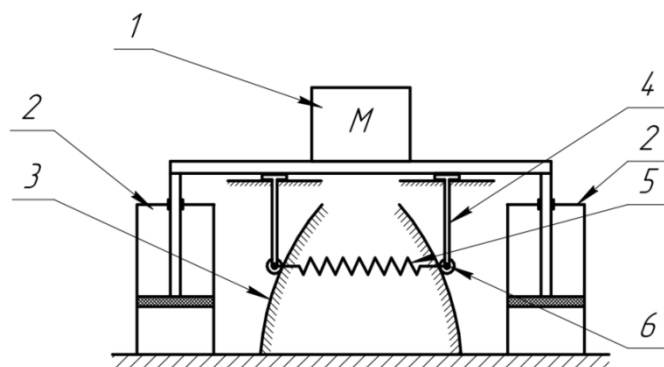
*Д.А. Креминский, А.Н. Зотов, УГНТУ, г. Уфа*

Все большее распространение в качестве средств виброизоляции объектов получают системы, имеющие нелинейную нагрузочную характеристику, создающие эффект квазинулевой жесткости [1]. Основным недостатком таких систем является относительно малый отрезок силовой характеристики, на котором обеспечивается эффективная виброзащита, а, следовательно, и высокая чувствительность к изменению веса защищаемого объекта.

Равночастотные виброизолирующие системы имеют нелинейную силовую характеристику, обеспечивающую постоянство собственной частоты при изменении массы защищаемого объекта [2].

В статье [3] предложена конструкция виброизолирующей системы, содержащая в себе свойства равночастотных систем и систем с квазинулевой жесткостью, включающая две направляющие расчетной формы и упругий элемент, перемещающийся между ними.

Для уменьшения усилий, возникающих в рассматриваемой системе, предлагается конструкция равночастотновиброизолятора квазинулевой жесткости, в которой основной вес оборудования удерживается двумя пневмопружинами (рисунок 1), а направляющие служат для получения желаемой силовой характеристики.



1 – защищаемый объект массой  $M$ ; 2 – пневмопружины; 3 – направляющие расчетной формы; 4 – стержни; 5 – упругий элемент (пружина); 6 – ролики

Рисунок 1 – Равночастотная виброизолирующая система квазинулевой жесткости

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Иориш Ю. И. Виброметрия. Измерение вибрации и ударов. Общая теория, методы и приборы / Ю. И. Иориш. – М.: Машгиз, 1963. – 773с.
2. Пановко Я.Г. Устойчивость и колебания упругих систем: современные концепции, парадоксы и ошибки / Я.Г.Пановко, И.И. Губанова; изд. 4-е, перераб. и доп. – М.: Наука, 1987. – 352с.
3. Зотов А.Н., Креминский Д.А. Равночастотная виброизолирующая система на основе упругого элемента, перемещающегося между направляющими расчетной формы перпендикулярно их оси симметрии // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 3. С. 87–91.

УДК 691.327

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРОПИТКИ БЕТОНА НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ НА ЕГО ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

*А.И. Кулешов, УГНТУ, г. Уфа*

На любых производственных объектах, в том числе и объектах транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов, важно, чтобы элементы зданий и сооружений сохраняли свои эксплуатационные свойства.

В источнике [1] в результате проведенных исследований и испытаний не было выявлено значительных отклонений прочности бетона от их первоначальной при пропитке их нефтью и органическими маслами. Другие же авторы утверждают, что при пропитке минеральными маслами, прочность бетона снижается примерно на 25-30% [2], что может негативно сказываться на эксплуатации бетонных элементов конструкций (фундаменты, железобетонные плиты перекрытий). Если же прочность бетона действительно уменьшается при пропитке его нефтью или органическими маслами, это может повлечь за собой нарушение нормальной эксплуатации этих самых конструкций.

Целью исследования является определение факта негативного влияния нефти на прочность бетона.

В результате работы предполагается установить зависимость изменения прочности различных образцов бетона от:

- времени пропитки нефтью. Необходимо подвергнуть образцы непрерывному воздействию нефти путем их окунания в нефть или обильного регулярного смачивания, но воздействовать на образцы разное количество времени;
- вида воздействующей нефти. Для эксперимента необходимо взять минимум два различных вида нефти, будет произведен компонентный анализ этой нефти для более точной формулировки зависимости;
- класса прочности бетона. Предполагается изготовить образцы различных классов прочности.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1.Сергеевцев, Е. Ю. Прочность бетона фундаментов насосных агрегатов при пропитке их маслами и нефтью / Е. Ю. Сергеевцев, Р. Р. Ахмадуллин, И. Р. Фархетдинов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2017. – № 5. – С. 191-205.
- 2.Юсупова Ю.Ф. Влияние минеральных масел на эксплуатационные качества железобетонных конструкций // Известия КазГАСУ. Строительные материалы и технологии, 2008.- №1 (9).-С.137-140.

УДК 624.139.62

### **ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ МЕРЗЛОТНОГО СОСТОЯНИЯ ОСНОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ЯМАЛА**

*И.А. Леонович, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва,  
А.А. Джалябов, ООО «Газпром добыча Ноябрьск», г. Ноябрьск*

На основе массива информации по измерению температуры в термометрических скважинах одного из месторождений полуострова Ямал, сбор которых осуществлялся на протяжении всей истории наблюдения, было выполнено исследование температурного режима грунтов под промышленными объектами [1], определены значения средних температур для массива грунтов, выполнено сравнение усредненных значений температур как по глубине, так и по всему массиву грунта для одинаковых дат различных лет эксплуатации. Для оценки фактора влияния изменения климата региона на состояние мерзлого грунта, на основе среднесуточных данных климатического наблюдения были выполнены расчеты индексов, характеризующих изменение природного температурного режима [3].

За 4 года с момента начала эксплуатации (объекты приняты в эксплуатацию в 2013 году) средняя температура по скважине для объектов не оборудованных СОУ повысилась на 0,4 С, порядка 25 %. Значения изменения средних температур по глубине изменилось от 15% до 39% (от 0,28 С до 0,47 С). В расчетах не учтены данные измерений на глубине 1 и 2 метра, из-за значительного влияния климатического фактора среднесуточных температур.

За 4 года с момента начала эксплуатации (объекты приняты в эксплуатацию в октябре 2013 года) средняя температура по скважине на объектах, оборудованных СОУ, повысилась на 1,5 °С, что составляет порядка 50 % от значений температуры до начала эксплуатации. Изменение средних температур по глубине составило от 34% до 76% (от 1,24 °С до 1,94 °С).

Для данного климатического района по данным 29 лет наблюдения средним значение индивидуальной характеристики температурного режима территории [3] является 4,76. Динамика температурного режима территории, начиная с 2000-ых годов, демонстрирует тренд на потепление, что показательно представлено на рисунке 9 скользящей средней за три года. Таким образом, после ввода объекта в эксплуатацию в 2013 году, климатический режим активно способствует растеплению грунта.

Результаты наблюдения за ММГ в процессе геотехнического мониторинга позволяют оценить динамику состояния мерзлоты под объектами инфраструктуры сооружений. Проведенный анализ свидетельствует о том, что под объектами, которые не должны оказывать на мерзлое состояние грунта никакого влияния, идет постоянный процесс растепления.

Основными факторами, вызывающими данный процесс, являются факторы изменения климатических условий окружающей среды. Выполненные [1] расчеты индивидуальной характеристики температурного режима территории расположения объекта свидетельствуют о наличии климатического тренда на потепление.

Среднюю интенсивность растепления грунта в условиях расположения объекта можно оценить в величину порядка 0,2 градуса в год по всему массиву изучаемого грунта. С 2013 года (запуск в эксплуатацию объекта) мерзлотное состояние грунта к 2017 году фактически достигло критических проектных температур.

Для данного климатического района по данным 29 лет наблюдения фиксируется тренд на снижение числа дней с низкой температурой по всем установленным критериям [1].

В среднем, за 30 лет наблюдения число дней с отрицательными температурами сократилось на 10-20 дней, для наиболее важных для эффективной работы СОУ периодов с температурой ниже (-5) °С и температурой (-5) °С, сокращение составило 10% и 14% соответственно. Климатические изменения, сопровождающиеся общим потеплением и ростом среднегодовых температур в северных регионах, приводят к тому, что эффективность работы СОУ также понижается.

В такой ситуации актуальнейшей задачей будет являться разработка технологий повышения эффективности работы СОУ без значительных конструктивных или технологических изменений режима их работы.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Исследование температурного режима многолетнемерзлых грунтов основания объектов нефтегазового комплекса, оборудованных сезонно действующими охлаждающими устройствами / Васильев Г.Г., Джалябов А.А., Леонович И.А. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2021. № 4 (124). С. 75-80.;
2. Анализ причин возникновения деформаций инженерных сооружений объектов газового комплекса в криолитозоне / Васильев Г.Г., Джалябов А.А., Леонович И.А. // Записки Горного института. 2021. Т. 249. № 3. С. 377-385.

## **ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*И.В. Мальцев,*

*Самарский государственный технический университет, г. Самара*

Одной из важнейших задач развития газовой промышленности является повышение уровня эксплуатационной надежности газораспределительных трубопроводов с целью поставки запланированных объемов газа потребителям. Основная задача в транспортировке газа – обеспечение надежного функционирования системы газопроводов за счет комплекса плановых мероприятий, в том числе капитального ремонта. Своевременное и качественное проведение ремонтных работ способствует улучшению использования газопроводов и сооружений и обеспечивает бесперебойное снабжение потребителей газом. В работе кратко описывается восстановление газопровода методом «Феникс».

На сегодняшний день существуют способы капитального ремонта газопровода: с вырезкой дефектного участка газопровода; с применением специальных устройств; с применением пайки; с использованием полимерно – композиционных материалов; сварными муфтами; а также с применением композитно – муфтовой технологии.

Данные работы связаны со значительным объемом земляных работ, с использованием большого количества техники и рабочей силы; с крупными финансовыми издержками; длительностью процесса восстановления; расходами на устранение аварийных ситуаций и их последствий; эксплуатационными затратами на диагностические и ремонтные работы; сооружением запасной нити газопровода; нарушением режима движения транспортного и пешеходного потоков. Главная проблема в том, что эти работы производятся на конкретном поврежденном участке газопровода, не исключая появления коррозии на другом участке. Поэтому целесообразно поменять наиболее поврежденный участок газопровода целиком.

Современные технологии предлагают много различных методов ремонта, замены и прокладки новых трубопроводов, при которых нет необходимости в рытье траншеи и можно использовать существующий старый канал. Рассмотрим основные из них.

Методы санации широко применяются при восстановлении стальных, чугунных, железобетонных трубопроводов с гарантией срока службы более 70 лет. Отличаются методы между собой в некоторой степени, но существует два основных способа выполнения работ по восстановлению: берстлайнинг – способ с разрушением старого трубопровода и релайнинг – способ без разрушения старого трубопровода.

Наиболее удачным из методов релайнинга является «Феникс», заключающийся в облицовке внутренней поверхности старого трубопровода синтетическим тканевым рукавом на специальном двухкомпонентном клее. В отличие от технологий протяжки, при которых старый трубопровод играет роль каркаса, эта технология предусматривает дальнейшее функционирование об-

новлённой трубы, как рабочей. Облицовочный рукав представляет собой тканное вкруговую из полиэфирных и нейлоновых нитей полотно, на которое наносится специальное покрытие, приспособленное к подаваемой среде (газ) и рабочему давлению. Рукав заполняется двухкомпонентным эпоксидным клеем, а затем с помощью сжатого воздуха подается в восстанавливаемую трубу. Происходит выворачивание наизнанку рукава и одновременное его приклеивание к внутренним стенкам старого трубопровода, предварительно обследованным и тщательно очищенным. После прохождения рукава через восстанавливаемый участок в трубу подается сухой пар высокой температуры для затвердевания двухкомпонентного клея. Технология «Феникс» наиболее эффективна в условиях плотной, стесненной застройки для трубопроводов, находящихся в длительной эксплуатации и в значительной мере подверженных воздействию коррозии. Диаметр санируемых труб принимает значения от 100 до 1000 мм.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агапчев В.И., Фаттахов М.М. Состояние и перспективы применения современных высокоэффективных бестраншейных технологий восстановления (реконструкции) трубопроводного транспорта инженерной инфраструктуры. Агапчев В.И., Фаттахов М.М. Строительные материалы, оборудование, технологии XXI века. – 2005, – №7(78). 64 – 68 с.
2. Коршунов, Ю.В. Бестраншейная реконструкция изношенных трубопроводов. Обзор технологий. Коршунов Ю.В. – М.: «Полимергаз», 2000. – 20 с.
3. Фаттахов, М.М. Совершенствование бестраншейной технологии восстановления (реконструкции) трубопроводных систем. Фаттахов М.М. Электронный архив «Нефтегазовое дело». – 2006. – № 1.
4. Храменков С.В. Бестраншейные методы восстановления трубопроводов. Храменков С.В., Примин О.Г., Орлов В.А. – М. Изд – во «Прима-Пресс», 2002. – 284 с.

УДК 622.692.4

### **ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЗНАЧЕНИЯ ПРОДОЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ОТ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПЕРЕПАДА НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ЕГО КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ С ПОДЪЕМОМ В ТРАНШЕЕ**

*Е.М. Мозговая, Б.Р. Шайбаков, УГНТУ, г. Уфа*

Переизоляция трубопроводов является необходимым мероприятием по повышению срока службы линейной части, поскольку в настоящее время изоляционное покрытие десятков тысяч километров трубопроводов, проложенных по территории Российской Федерации, не отвечает требованиям нормативно-технической документации.

Основная проблема во время производства ремонтных работ связана с большим объемом земляных работ и остановкой перекачки продукта. Снизить убытки позволяет использование технологической схемы с подъемом в траншею без остановки перекачки.

Согласно расчетной методике [1], а также действующим нормативным документам, возникающие продольные напряжения от разности температур

стенки трубопровода во время укладки и в момент проведения ремонтных работ принимаются пренебрежимо малыми и в расчетах не учитываются.

Существует предположение, что при поднятии трубопровода необходимо учитывать продольные напряжения и они имеют влияние на НДС трубопровода. В связи с этим было решено провести эксперимент по оценке влияния продольных напряжений.

Испытания проводились на специально сконструированном стенде моделирования напряженно-деформированного состояния трубопроводов. Подъем трубопровода осуществлялся с помощью подвесной траверсы, закрепленной посередине и имитирующей подъем трубопровода с помощью трубоукладчика. Моделирование напряжений от температурного перепада производилось с помощью винтов, находящихся в крайних точках трубопровода. Снятия показаний производились с помощью тензодатчиков, подключенных к тензостанции, с выводом соответствующих значений в виде графиков на компьютере.

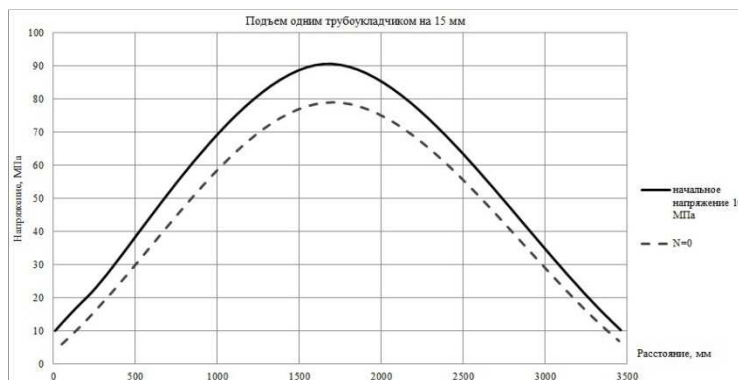


Рисунок 1 - Экспериментальное среднее распределение напряжений по длине испытываемого трубопровода

Полученные значения приведены на рисунке 1. Усредненная разница максимальных значений возникающих напряжений составила 12,14%.

По результатам эксперимента, можно сделать вывод, что расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода при ремонте с подъемом в траншее необходимо производить с учетом напряжений от разности температур, поскольку это повлечет за собой изменение основных технологических параметров.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Березин В.Л. Капитальный ремонт нефтепроводов без остановки перекачки [Текст] / В. Л. Березин, К. Е. Ращепкин. - Москва: Недра, 1967. - 127 с.
2. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков и др.; под редакцией д-ра техн. наук, проф. Л.И. Быкова. - СПб.: Недра, 2011. 748 с., ил.

# ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОТОКА НЕФТИ НА СТЕНКУ НЕФТЕПРОВОДА

Ф.М. Мустафин, 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 перекачиваемой 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.

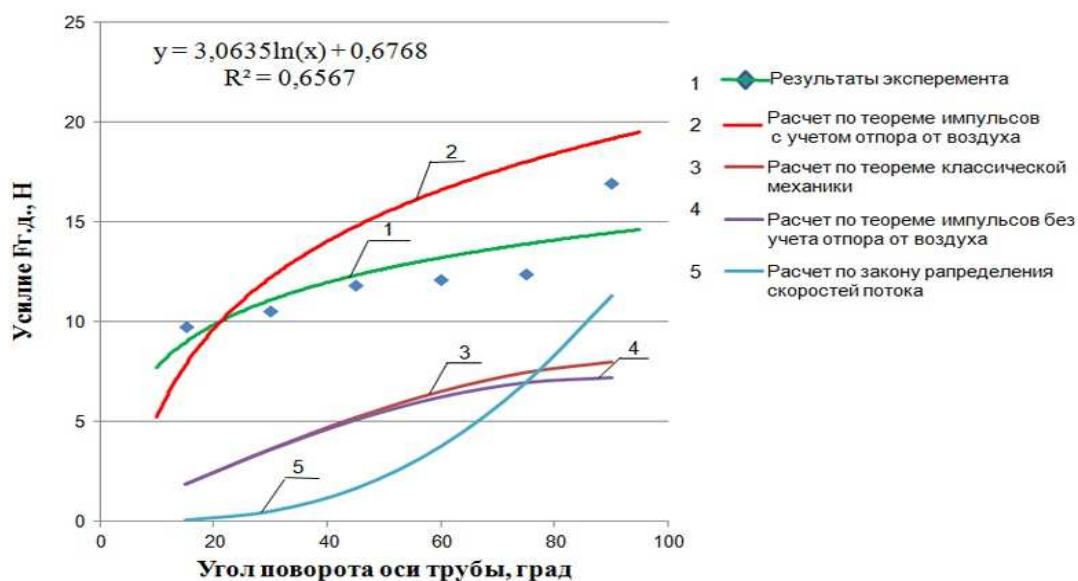


Рисунок 1 – График изменения вертикальной составляющей силы гидродинамического воздействия потока воды от угла поворота трубы диаметром  $D_{вн} = 0,0125$  м.



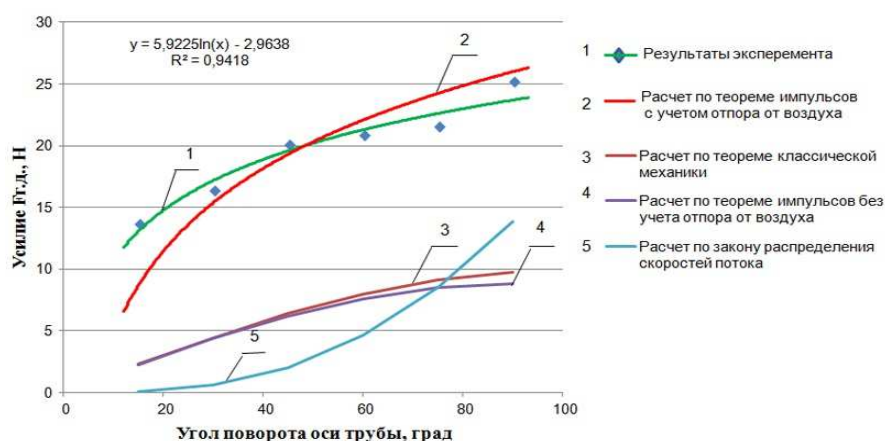


Рисунок 2 – График изменения вертикальной составляющей силы гидродинамического воздействия потока воды от угла поворота трубы диаметром  $D_{вн} = 0,019$  м.

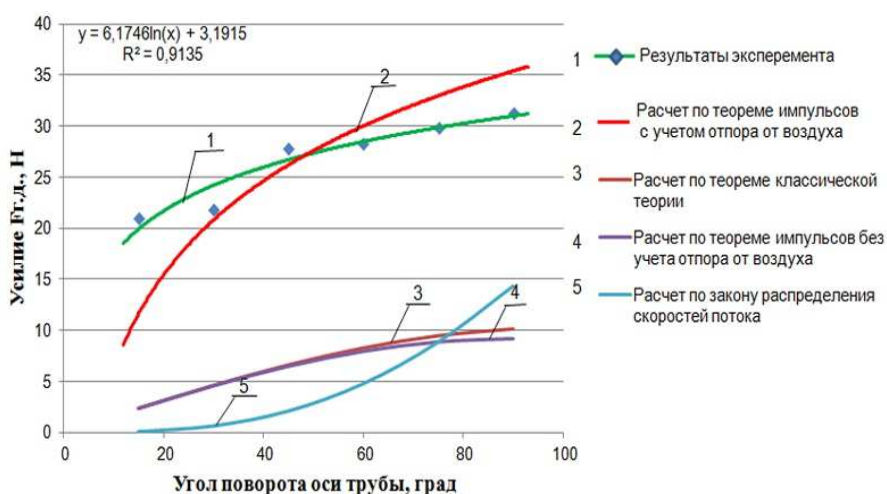


Рисунок 3 – График изменения вертикальной составляющей силы гидродинамического воздействия потока воды от угла поворота трубы диаметром  $D_{вн} = 0,025$  м.

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. 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.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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.

**ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ РЕСУРСА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ***Т.В. Набиуллин, Х.А. Азметов, УГНТУ, г. Уфа*

Вследствие естественного старения магистральных трубопроводов в последние годы возрастает объём капитального ремонта линейной части магистральных нефте- и газопроводов с заменой участка трубопровода. На процесс старения магистральных трубопроводов могут влиять различные факторы: уровень проектных работ, коррозия металла труб (внешняя и внутренняя), нарушение правил технической эксплуатации, возрастной фактор и прочее. Как следствие влияние указанных факторов – возникновение аварийных ситуаций, которые приводят к огромным финансовым затратам.

Также растёт число отказов в работе трубопроводов, связанных по большей части, с коррозионным износом и механической усталостью металла труб, местной потерей устойчивости, прочности и герметичности стенки трубы. Интенсивность аварий в год на 1000 километров для магистральных газопроводов составляет 0,09, а для магистральных нефтепроводов – 0,07 [1].

Независимо от того, по какой причине возможен отказ трубопровода и аварийная ситуация, первоначальным действием по предотвращению отказа является пристальное внимание к ресурсу безопасной эксплуатации трубопровода.

В настоящее время методы оценки ресурса безопасной эксплуатации трубопроводов делятся на методы физико-технического анализа и вероятностно-статистические методы. Они нацелены на установление закономерностей возникновения отказов, восстановление работоспособного состояния конструктивных элементов и объектов в целом, изучение нагрузок, внешних и внутренних воздействий, на разработку методов оценки надежности и прогнозирования отказов. Важно то, что разработанные методы оценки ресурса конструктивных элементов и объектов в целом, обладающих заданными показателями надежности, в частности, безотказной работы, направлены на решение задач обеспечения надежности и промышленной безопасности газонефтепроводов [2].

Однако, при всем многообразии методов оценки ресурса безопасной эксплуатации трубопроводов в случае сложных режимов нагружения трубопроводов оценка ресурса не всегда является достаточной точной и данный вопрос нуждается в дальнейшей проработке и является актуальным направлением для проведения исследований.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Лисанов, М.В. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта / М.В. Лисанов // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 7. – С. 16-22.
2. Егоров, Д.И. К вопросу оценки ресурса при двухчастотном нагружении [Текст] / Д.И. Егоров // Безопасность труда в промышленности. – М., 2017. – № 6. – С. 46-49

## **ПРАКТИКА И ПРОБЛЕМЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЕТОНИРОВАННЫХ ТРУБ ПРИ СООРУЖЕНИИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ**

*А.Е. Наставшев, Р.Р. Хасанов, УГНТУ, г. Уфа*

Изначально обетонированные трубы применялись при строительстве подводных трубопроводов на морских участках. При этом для труб большого диаметра устанавливались две основные технологические схемы укладки – J- и S-схема, – названные по форме изогнутой оси трубопровода. В обоих случаях сварка труб в плетъ производится на трубоукладочном судне, а затем плетъ постепенно опускается на подготовленное дно.

Как отмечается в работе П.П. Бородавкина [1], балластировка подводных трубопроводов сплошным бетонным покрытием имеет ряд преимуществ по сравнению с балластировкой отдельными грузами.

Монолитное армированное бетонное покрытие обеспечивает:

1) защиту изоляционного покрытия и металла трубопровода от механических повреждений в период строительства и эксплуатации, и исключение необходимости применения защитной деревянной футеровки;

2) возможность протаскивать трубопровод по любым типам спусковых дорожек и грунтам с полной гарантией сохранения изоляции;

3) уменьшение тягового усилия на береговых участках за счет использования инвентарных спусковых устройств, а на подводных участках – за счет особенностей конструкции покрытия, в результате чего исключается сопротивление, возникающее при заглублении кромок одиночных утяжелителей в грунт;

4) исключение возможности смещения бетонного покрытия относительно тела трубы при сооружении подводного перехода методом протаскивания.

Помимо морских трубопроводов, бетонное покрытие применяется также и на материковых, в частности на участках переходов трубопроводов через водные преграды. Помимо балластировки, бетонное покрытие закладывается в проектах переходов трубопроводов для защиты изоляционного покрытия трубной плети и уменьшения тягового усилия при протаскивании.

Однако, в отличие от магистральных трубопроводов без бетонного покрытия, в рассматриваемом случае отсутствует достаточная нормативная база.

В области применения трубопроводов со сплошным бетонным покрытием не на морских участках по состоянию на сегодняшний день не существует нормативных документов или каких-либо других материалов, которые бы регламентировали порядок расчета таких трубопроводов на прочность [2].

Также остается без ответа и задача о вычислении минимально допустимого радиуса упругого изгиба трубопровода с бетонным покрытием, а это важнейший параметр, необходимый при проектировании переходов магистральных трубопроводов через водные препятствия.

Единственным нормативным документом, в котором косвенно затрагивается вопрос об учете влияния бетонного покрытия на напряженно-

деформированное состояние обетонированного трубопровода, является ВСН 005-88 [3].

Также к недостаткам таких труб с бетонным покрытием относят повышенную изгибную жесткость поперечного сечения обетонированного трубопровода.

Таким образом существуют следующие проблемы:

- определение минимально допустимого радиуса упругого изгиба трубопровода с бетонным покрытием;
- понижение изгибной жесткости поперечного сечения обетонированного трубопровода.

Можно сделать вывод, что исследование применимости обетонированных труб при сооружении подводных переходов является актуальным направлением для проработки.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы. М.: Недра, 1979. 415 с.
2. Великоднев, В.Я. Аналитическое решение задачи о допустимом радиусе упругого изгиба трубопровода с бетонным покрытием / В.Я. Великоднев, Г.В. Котишевский, А.О. Подвойский // Сборник статей «Обеспечение прочности и надежности трубопроводов из обетонированных труб». – 2018. – 44 с.
3. ВСН 005-88. Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация. М.: ВНИИСТ, 1989. 83 с.

УДК 622.692.2.07

#### **РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ДВУСТЕННОГО РЕЗЕРВУАРА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ SCADOFFICE**

*Т.Р. Насибуллин, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа*

Первый шаг в разработке методики расчета – создание численной модели двустенного резервуара с ферменным заполнителем в межстенном пространстве. Последовательность разработки численной модели двустенного резервуара объемом 50000 м<sup>3</sup>, необходимые граничные условия и нагрузки, толщины стенок и сечения стержней показаны в [1]. Следующий шаг – расчет конструкции на прочность и устойчивость в программном комплексе SCADOffice методом конечных элементов. По результатам расчета на прочность значение эквивалентных напряжений во внутренней стенке первого пояса не превышает 214,2 МПа и 244,8 МПа для второго и последующих поясов, что не превышает расчетных предельно допустимых напряжений. Максимальное значение перемещения для внутренней стенки составляет 33,7 мм и 14,9 мм для внешней и находятся в зонах соединения стержней с ребрами жесткости. Таким образом, прочность элементов конструкции резервуара обеспечивается.

При расчете на устойчивость осуществляется поиск определенного критерия или коэффициента запаса устойчивости. Если это значение меньше требуемого, то система теряет устойчивость. Коэффициент надежности по устойчивости системы в целом  $\gamma_s = 1,3$ [2]. По результатам расчета КЗУ равен 2,104, следовательно, конструкция устойчива.

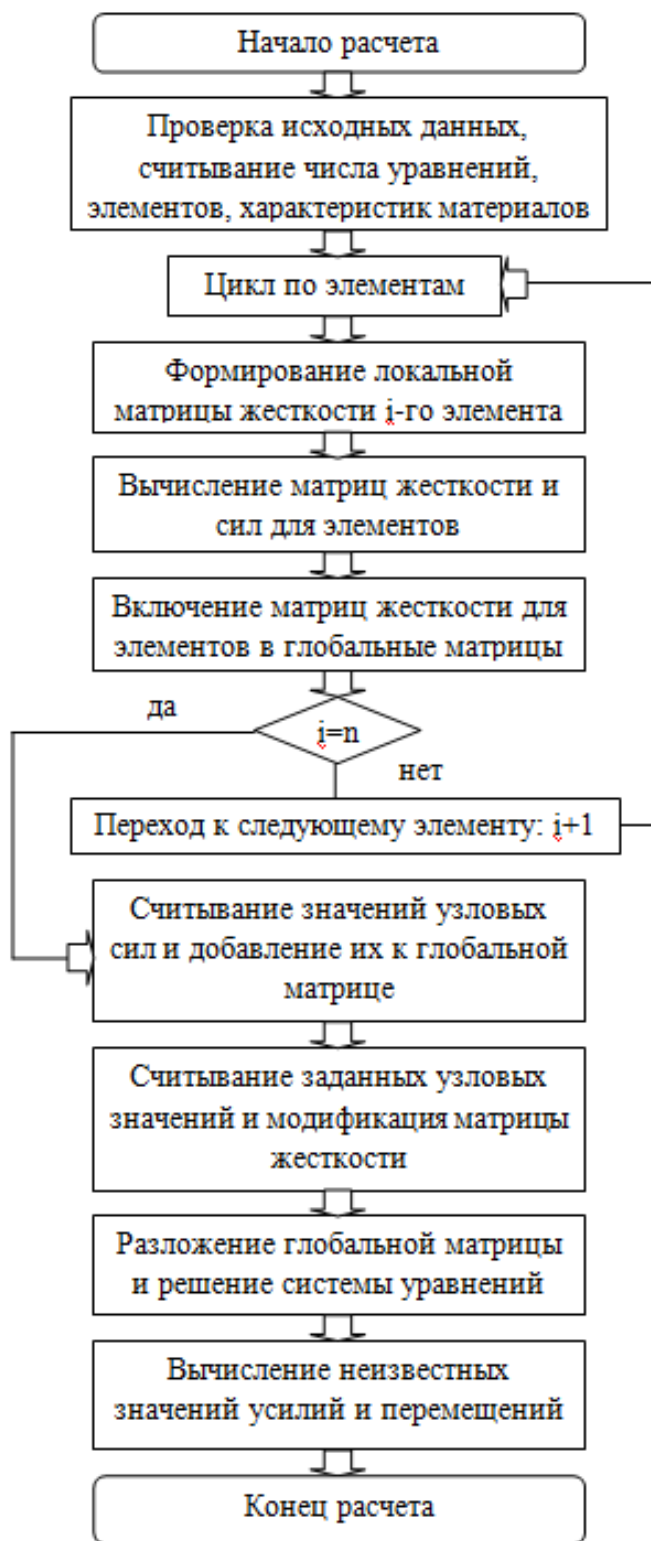


Рисунок 1 – Блок-схема расчета двустенного резервуара

В методе конечных элементов для определения неизвестной величины, в данном случае усилия в стержнях или их перемещения, нужно найти ее значения в узлах. Рассматривается пространственная стержневая система. Под действием внешних нагрузок стержневая система деформируется, следовательно, деформируется и элемент, т.е. узлы перемещаются в новое положение. Для определения узлового перемещения элемента составляется общая матрица всех узлов элемента. Далее определяются узловые усилия, заменив внешние нагрузки от всей конструкции на исследуемый элемент внутренними усилиями. Исходя из закона Гука: деформации, которые возникают в упругом теле, пропорциональны приложенной к этому телу силе. Константа жёсткости из закона Гука в данном случае заменяется матрицей жесткости. В данном методе имеется возможность разделение матрицы жесткости на локальную и на глобальную, чтобы повысить точность расчетов при работе со сложными конструкциями по форме и с применением различных материалов в различных частях конструкции. Завершив вычисления локальной матрицы жесткости определенного элемента конструкции, необходимо конвертировать ее в глобальную матрицу жесткости. Последний шаг – разложение глобальной матрицы и нахождение неизвестных величин. Методика расчета представлена на рисунке 1.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Насибуллин, Т.Р. Создание модели резервуара из трехслойных панелей / Т.Р. Насибуллин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2019. №4. – С. 25-30.
2. СП 16.13330.2017 «Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81\*» (с Поправкой, с Изменением N 1). - ЦНИИСК им. В.А.Кучеренко, МГСУ, СПбГАСУ, 2017. – 141 с.

УДК 622.692.2.07

### **ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ ДВУСТЕННОГО РЕЗЕРВУАРА**

*Т.Р. Насибуллин, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа*

Оптимизация – это процесс выбора таких параметров и свойств конструкции, при которых будет обеспечена самая большая эффективность или же оптимизация – это обеспечение требуемого качества проектируемой конструкции.

Для поиска требуемых параметров конструкции было выполнено планирование численного эксперимента. Задачей экспериментального исследования было определение толщин внутренней и внешней стенок, сечений стержней и ребер жесткости срединного слоя с учетом обеспечения прочности и устойчивости конструкции резервуара объемом  $50000 \text{ м}^3$ , а также с учетом минимальной массы элементов конструкции. Для проведения расчета использовалась построенная численная модель резервуара [1]. Определены факторы, диапазон и шаг. Была построена матрица планирования полного факторного эксперимента типа  $2^4$ . Варьируя факторами в нужном диапазоне, был выполнен прочностной анализ элементов конструкции двустенного резервуара.

Для поиска коэффициентов регрессии и построения зависимостей, было проанализировано изменение искомых параметров на уровне четвертого и пя-

того поясов. Схема представлена на рисунке 1. На участке высотой 2 метра производится детальный анализ. Пунктирной линией обозначена деформация стенок. Внешняя стенка разбита на 9 элементов, каждый высотой 0,25 метра. Узлы каждого элемента обозначены как точки  $A_1$ - $A_9$ . Аналогично для внутренней стенки – узлы каждого элемента обозначены как точки  $B_1$ - $B_9$ . В точке  $B_5$  - максимальное перемещение внутренней стенки. В точке  $A_6$  – максимальное перемещение внешней стенки. Стержни обозначены как  $c_1$ - $c_4$ , а уголки –  $y_1$ -  $y_6$ .

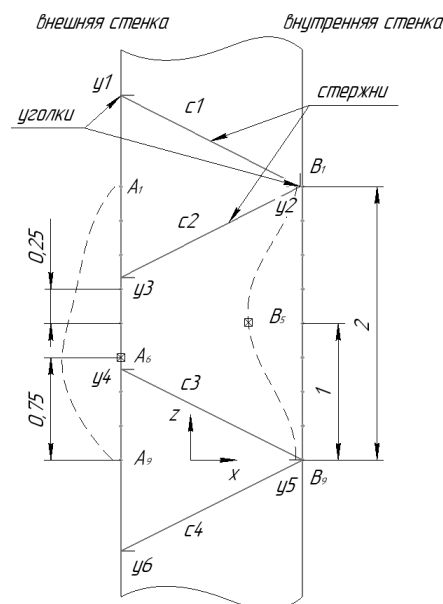


Рисунок 1 – Схема соединения четвертого и пятого поясов резервуара

Для возможности нахождения регрессионных зависимостей для резервуаров разного объема, вводятся относительные величины, а именно отношение перемещений стенки и толщины к радиусу резервуара.

На рисунке 2 представлена зависимость относительного перемещения внутренней стенки от относительной толщины. Для точек  $B_2$ - $B_5$  зависимость экспоненциальная падающая, для точки  $B_1$  – полиномиальная возрастающая. Как видно из графика, чем дальше от уголка, тем более ярко выраженная падающая зависимость, за исключением перемещения на уровне уголка. Здесь наблюдается обратная зависимость. Аналогично были найдены зависимости для других искомых параметров. Благодаря полученным зависимостям возможен подбор оптимальных параметров конструкции двустенного резервуара.

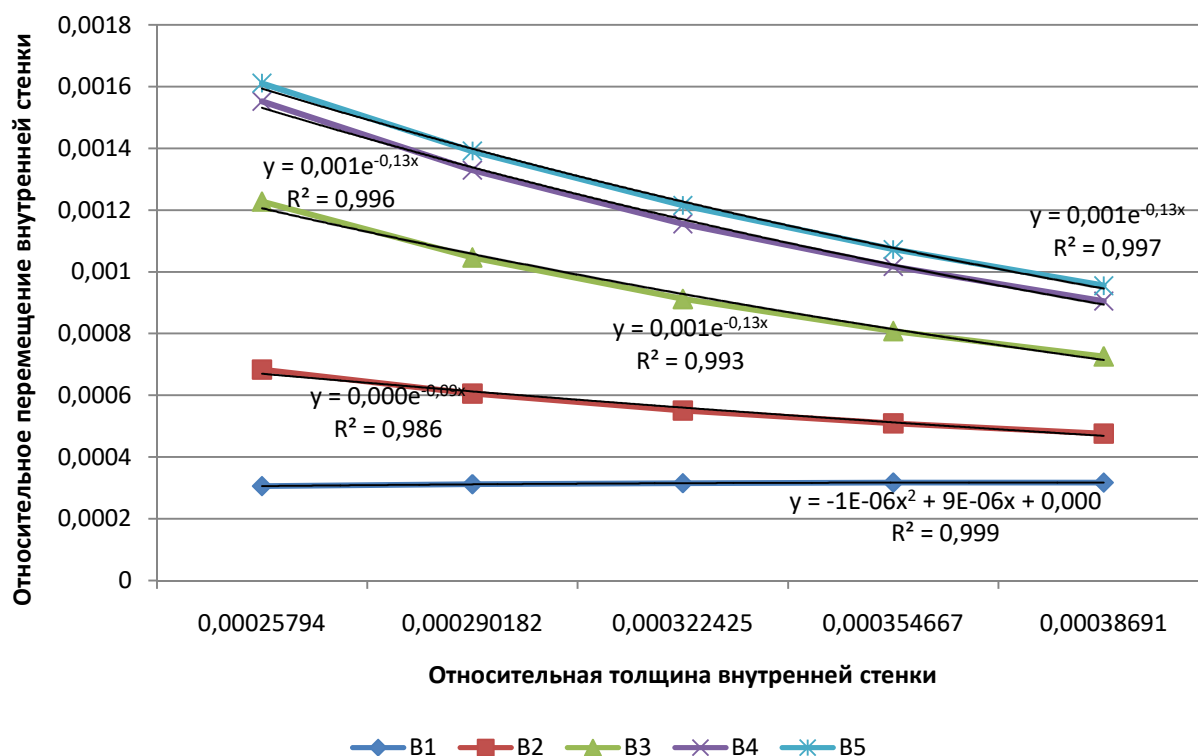


Рисунок 2 – Графики зависимости относительного перемещения внутренней стенки от относительной толщины

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Насибуллин, Т.Р. Создание модели резервуара из трехслойных панелей / Т.Р. Насибуллин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2019. №4.- С. 25-30.

УДК 621.644.073

### УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ВИНТОВОГО АНКЕРНОГО УСТРОЙСТВА В СЛАБОНЕСУЩИХ ГРУНТАХ

Э.Р. Нургалеев, А.С. Глазков, УГНТУ, г. Уфа

Появление проблемы обеспечения проектного положения при трубопроводном строительстве в условиях, утяжеляющими строительство (болотистая местность, большое количество естественных препятствий (водохранилища, озера, реки и ручьи) и многолетнемерзлые грунты) побудило ученых заняться изучением причин этих происшествий. Эти причины можно подразделить на две группы:

- 1) просчеты, возникающие на этапах проектирования и строительства трубопровода;
- 2) влияние природных процессов окружающей среды на объект в процессе эксплуатации.

Ко второй группе можно отнести агрессивное воздействие грунта основания на анкерные устройства и балластировку, их последующее разрушение. Также изменение механических свойств грунта в период эксплуатации (оттаивание грунтов, карстовые провалы, сейсмологическое воздействие и др.), кото-



рые окажут влияние на давление грунта на трубопровод, либо выталкивающую силу.

Для предотвращения выхода трубопровода из положения устойчивости в процессе его эксплуатации были разработаны специальные конструкции устройств балластировки и закрепления трубопровода, каждая из которых имеет ограниченное применение, особенности по технологии проведения работ и различные недостатки.

Разработанные конструктивные решения по закреплению трубопроводов можно классифицировать, выделив две основные группы[1]:

1) устройства, воздействующие собственным весом (утяжелители седловидного типа; железобетонные утяжелители и т.д.);

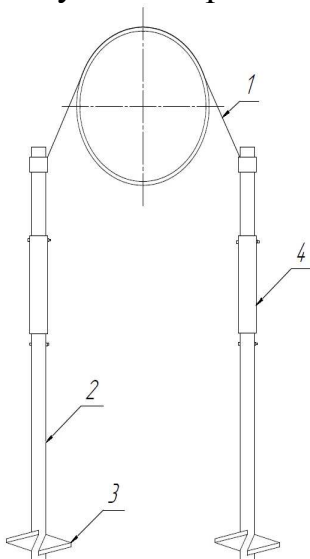
2) устройства, использующие удерживающую способность грунта (винтовые анкерные устройства; вмораживаемые анкеры; анкерные устройства раскрывающегося типа; анкерные устройства стержневого типа; выстреливаемые анкерные устройства; козловые анкерные устройства и т.д.).

Самым распространенным устройством из второй группы является винтовое анкерное устройство.

Альтернативой винтовым анкерным устройствам может стать анкерное устройство с тарельчатыми пружинами, имеющими силовую характеристику с участком квазинулевой жесткости (рисунок 1).

Данное устройство позволяет компенсировать подвижки и осадки грунта, сохранив первоначальное положение трубопровода, т.е. группа этих устройств может предотвратить серьезные аварии и крупные расходы на ремонт.

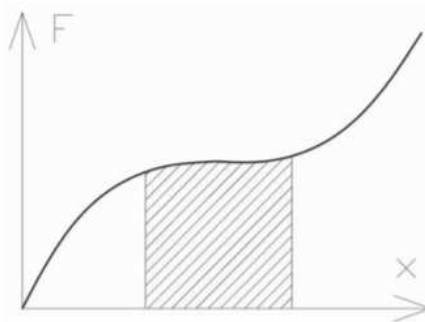
Достигается это за счет квазинулевой жесткости[2], что позволяет пружинам растягиваться без увеличения нагрузки возлагаемой на пакет тарельчатых пружин, то есть пакет пружин служит амортизатором.



1 – силовой соединительный пояс; 2 – анкерная тяга; 3 – винтовая лопасть; 4 – пакет тарельчатых пружин

Рисунок 1 – Устройство с квазинулевой жесткостью

На рисунке 2 приведена силовая характеристика пружины с квазинулевой жесткостью [2].



$F$  – восстанавливающая сила;  $x$  – деформация  
Рисунок 2 – Принципиальный вид силовой характеристики пружины с квазинулевой жесткостью

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО Газпром 2-2.2-577-2011. Средства баллаستировки и закрепления газопроводов в проектном положении. Технические требования. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2012. – 32 с.
2. Zotov, A.N. Systems with quasi-zero-stiffness characteristic / A.N. Zotov // Proceedings. IPACS Open Access Electronic Library, OPEN LIBRARY, 6th EUROMECH Nonlinear Dynamics Conference, ENOC 2008. – 98 p.

УДК 622.692.4

### **ЭФФЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

*Э.Р. Нуриахметов, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа*

Для предотвращения выхода из магистрального нефтепровода взрывопожароопасных газов и нефти к месту ведения огневых работ и загазованности места производства ремонтных и аварийно-восстановительных работ после освобождения трубопровода от перекачиваемого продукта, вырезки дефектной арматуры или катушки до выполнения огневых и сварочно-монтажных работ внутреннюю полость нефтепровода необходимо перекрыть на весь период выполнения данных видов работ. Существуют различные способы герметизации внутренней полости нефтепровода, например, герметизация с помощью герметизатора резинокордного (ГРК), пневматических заглушающих устройств (ПЗУ), герметизатора «Кайман», каждый из способов имеет те или иные недостатки. В отечественной практике известны перекрывающие устройства для труб диаметром от 530 до 1200 мм.

В данной работе рассмотрены современные эффективные способы герметизации внутренней полости нефтепровода.

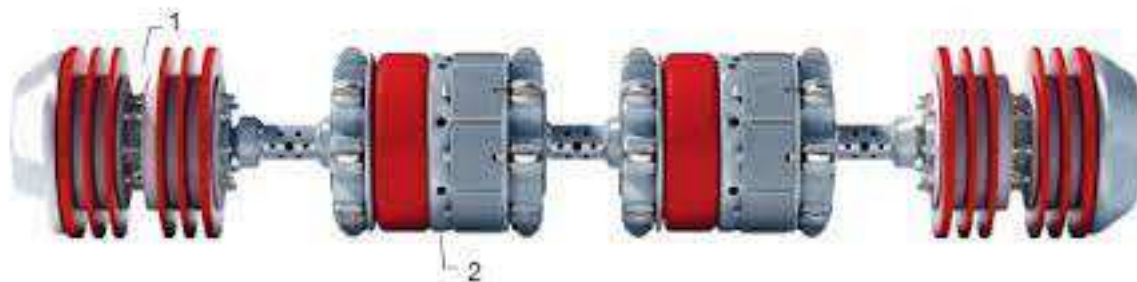
Первый способ - герметизация с помощью установки перекрывающей пробки, состоящей из мягкого надувного цилиндра и металлической направляющей конструкции. В месте, где должна быть расположена перекрывающая пробка, приваривают два патрубка с фланцами под углом  $90^\circ$  к оси трубопровода, после этого монтируют запорную арматуру высокого давления. Пробка вводится в трубопровод в ближайшей камере пуска-приема очистных устройств

и течением перекачивающей жидкости перемещается к улавливающим штифтам.

Второй способ - герметизация с помощью тампонов, выполненных в виде цилиндрической заготовки с глиняной обмазкой на торцах. При герметизации полости нефтепровода данным способом отсекают продукт перекачки на дефектном участке, сливают остатки продукта, вырезают безогневым способом дефектный участок, устанавливают тампоны-герметизаторы на концы трубопровода. Заготовка имеет в своем составе полость для залива в нее запаса воды и массу, способную разбухать под действием поступающей из полости воды. Перед установкой тампонов внутреннюю поверхность трубопровода очищают через открытые концы от парафиновых отложений выпариванием. Полость заготовки заполняют водой до первых признаков набухания массы, после чего окончательно заполняют полость водой и устанавливают тампоны в открытые концы трубопровода в зону, очищенную от парафиновых отложений. Затем выжидают разбухания тампонов до размеров и формы, герметизирующих трубопровод. По окончании ремонтных работ тампоны разрушаются потоком нефти и удаляются через камеры средств очистки и диагностики. Технический результат: повышение уровня безопасности проведения ремонтных работ, снижение трудоемкости ремонта.

Для решения проблем снижения загрязнения окружающей среды целесообразно использовать технологии, позволяющие избежать остановки перекачки продукта. Такой технологией является врезка под давлением, а если она невозможна или нежелательна, применяется технология перекрытия без врезки в трубопровод. Принцип перекрытия основан на герметизации трубопровода с помощью внутритрубных устройств, устанавливаемых на место перекрытия путем их запуска через камеры приема-пуска средств очистки и диагностики (КППСОД).

Одной из разработок для реализации такой технологии является герметизирующее устройство SmartPlug™. SmartPlug™ является дистанционно управляемым устройством герметизации нефтепроводов и газопроводов. Герметизирующее устройство SmartPlug™ разработано, изготовлено и испытано под максимально допустимым рабочим давлением (до 20 МПа). Это позволяет ремонтировать и обслуживать трубопровод, снижая давление не во всем трубопроводе, а только на ремонтируемом участке. При этом продукт из отсеченного участка может быть закачан обратно в трубопровод выше места перекрытия, что исключает проблемы его транспортировки и хранения. Герметизирующее устройство SmartPlug™ является двунаправленным. Оно состоит из двух изолирующих модулей и двух модулей очистки полости, содержащих в себе блоки управления и связи (рисунок 1). Устройство SmartPlug™ может быть использовано для ремонта наземных и морских газопроводов. Два изолирующих модуля выполняют герметизирующую и фиксирующую функции, а также обеспечивают эти функции независимо друг от друга. Такая технология успешно была применена в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».



1 – модуль очистки полости с блоком управления и связи; 2 – изолирующий модуль  
Рисунок 1 – Общий вид дистанционно управляемого герметизирующего устройства SmartPlug™

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Опыт применения технологии перекрытия газопровода герметизирующими модулями SmartPlug® // Газовая промышленность, 2012. – № 8. – С. 74 – 75.

УДК 624.139.22

### **ЭТАПЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ МОРОЗНОГО ПУЧЕНИЯ ГРУНТА НА ПОДЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД**

*М.А. Паришкова, Э.В. Файзуллина, УГНТУ, г. Уфа*

Западная и Восточная Сибирь являются территориями, освоение которых в последние годы является значимым для нефтяной и газовой промышленности, но транспортировка углеводородов в данной местности осложняется наличием многолетнемерзлых грунтов, подверженных морозному пучению.

Морозное пучение грунта – увеличение объема грунта при замерзании, является серьезным препятствием для освоения подверженных ему территорий, так как возведенные на данных территориях здания и сооружения при сезонных колебаниях температуры подвергаются недопустимым деформациям. Это приводит к снижению срока эксплуатации, а в критических случаях – к невозможности эксплуатации.

Промысловые и магистральные трубопроводы нефтегазодобывающей промышленности в большинстве своём располагаются под землей, а значит, в особой степени могут быть подвержены влиянию сил морозного пучения. Такого рода взаимодействие трубопровода с пучинистым грунтом является определяющим фактором оценки его напряженно-деформированного состояния [1].

Напряженно-деформированное состояние линейной части трубопровода определяется характеристиками действующих на него нагрузок, которые можно разделить на нормативные и ненормативные нагрузки.

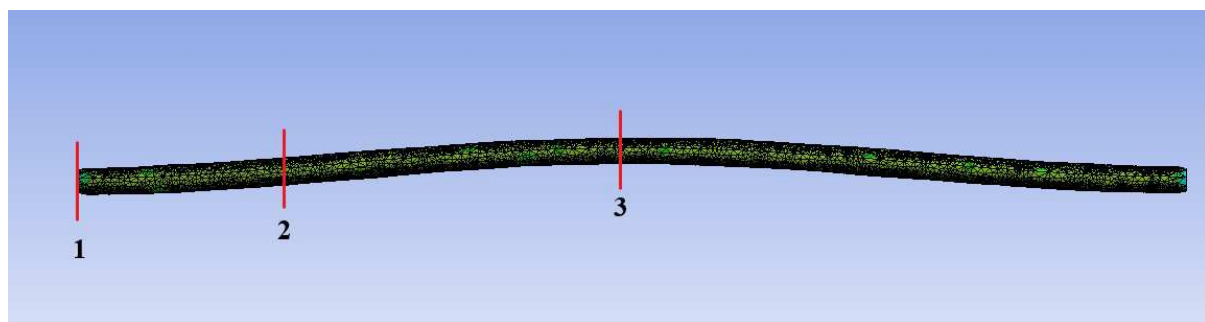
Часто встречающиеся ненормативные нагрузки на подземный трубопровод – это механическое воздействие землеройной техники на трубопровод и на окружающий его грунтовой массив и неконтролируемые подвижки грунтов [2].

Для проведения собственных экспериментальных исследований по изучению НДС трубопровода, проложенного на участках распространения пучинистых грунтов, было выполнено соответствующее моделирование в программном комплексе AnsysWorkbench.

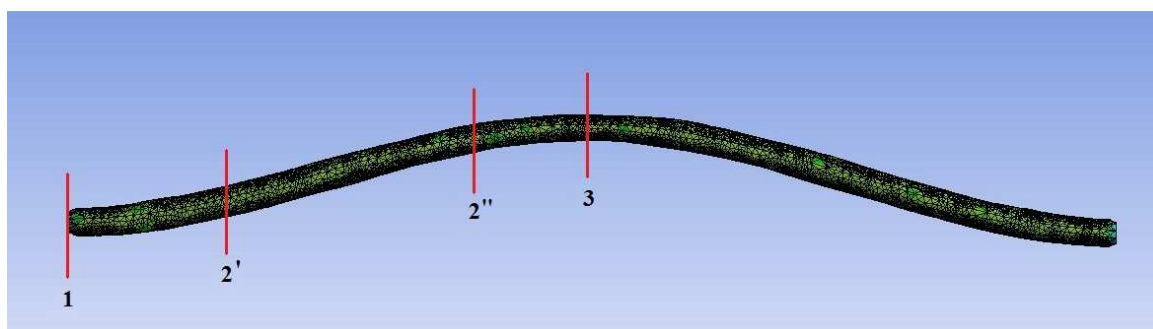
В результате были получены значения деформаций и напряжений для участка трубопровода.

По полученным результатам можно выделить следующие стадии изменения состояния трубопровода вследствие действия сил морозного пучения грунта:

- морозного пучения нет, трубопровод не деформирован;
- активизация процесса морозного пучения, рисунок 1, начальная деформация трубопровода с образованием трех характерных точек: заделка 1 (место, не подвергающееся деформациям и перемещениям), переходная точка 2 (соответствует границе вогнутого участка с выпуклым), средняя точка 3 (граница двух выпуклых участков, прямолинейный участок);
- рост бугра пучения, максимальная деформация трубопровода с образованием четырех характерных точек, рисунок 2. В отличие от второго этапа, здесь активно представлен прямолинейный участок  $2'-2''$ , соединяющий вогнутый и выпуклые участки.



1 – заделка; 2 – переходная точка; 3 – средняя точка  
Рисунок 1 – Начальная деформация трубопровода



1 – заделка; 1-2' – вогнутый участок;  
2'-2'' – прямолинейный участок; 2''-3 – выпуклый участок  
Рисунок 2 – Максимальная деформация трубопровода

Известное расположение характерных точек позволяет контролировать состояние трубопровода при взаимодействии с мерзлым грунтом, что способствует своевременному обнаружению интенсивного роста бугра пучения, который приводит к критическому превышению допустимых значений напряжений и деформаций в трубопроводе, приводящее к потере устойчивости трубопровода и возникновению аварийных ситуаций.

Поскольку расположение характерных точек при деформации трубопровода под действием сил морозного пучения во многом зависит от минералогического состава, строения и влажности грунтов, мощности слоя промерзания, а также от свойств металла трубы, существует необходимость проведения экспериментальных исследований, направленных на определение расположения этих точек.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Петров А.М. Анализ особенностей расчета подземных трубопроводов на пучинистых грунтах / А.М. Петров, Е.Н. Сычкина // MASTER`S JOURNAL. – Пермь, 2020. – С. 120-127.
2. Николаева М.И. Модель взаимодействия системы «Подземный трубопровод – мерзлый грунт» / М.И. Николаева, Р.А. Атласова, С.С. Бердыев, А.Г. Иванов // Арктика XXI век. Технические науки. – Якутск, 2015. – С. 44-50.

УДК 622.691.4.052.006:624.139.26

### **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ ФУНДАМЕНТА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ В УСЛОВИЯХ ТАЯНИЯ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ**

*К.С. Ревичев, М.В. Терентьева, УГТУ, г. Ухта*

Газораспределительная станция (ГРС) – один из важнейших компонентов в сфере транспортировки газа. Назначением является редуцирование, распределение газа. Газораспределительная станция объект повышенной опасности, поэтому любые аварии могут привести к необратимым последствиям.

Основной конструкцией при любом строительстве является фундамент. Он служит для передачи веса возводимого сооружения на грунт. Наибольшей сложностью на этапе проектирования являются фундаменты на вечномёрзлых грунтах. Так как наибольшая часть всей инфраструктуры транспортирования газа России находится в условиях залегания вечной мерзлоты, то газовая сфера находится в опасности, так как ежегодно температура вечномёрзлых грунтов повышается на 1-2 °С, что вызывает просадку грунта, и, как следствие, разрушение объектов газовой промышленности и авариям.

Во избежание аварийных ситуаций на объекте, предлагается решение, путем проектирования пространственной конструкции ростверка и объединение на данной конструкции трех основных технологических блоков ГРС (рисунок 1).

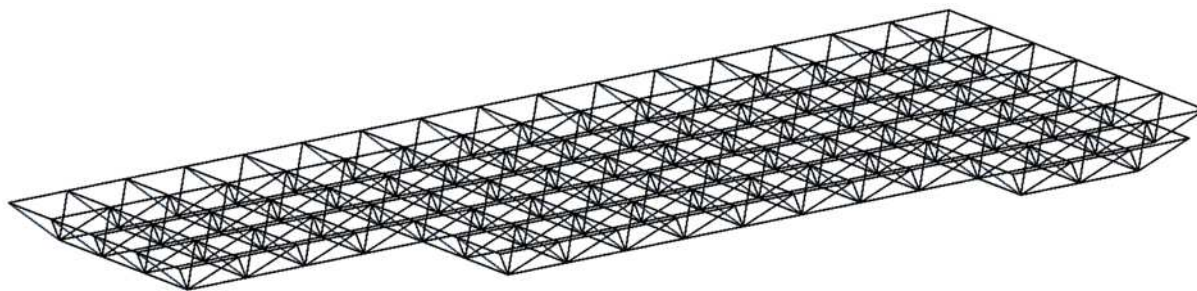


Рисунок 1 - Конструкция ростверка

Данная конструкция проектируется на основе серии ЦНИИСК, представляя собой пространственную структуру, за счет жесткости которой планируется избежание неконтролируемой просадки фундамента и избежание возникновения аварийной ситуации на площадочном объекте ГРС.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ребров С.А., Смирнов С.А., Машковцев А.А., К.Г. Бадретдинов К.Г., Замятин С.Н. Определение основных причин возникновения аварий на опасных производственных объектах газораспределения и газопотребления // Безопасность труда в промышленности. – 2015. - №9. – С. 62-64.
2. Мустафин Ф.М. Строительные конструкции нефтегазовых объектов / Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Мохов В.Н. и др. – Санкт-Петербург: Недра, 2008. – 758 с.
3. Сухарев М.Г., Лапина А.Г., Калинина Э.В. Статический анализ аварийности газораспределительных систем // Территория нефтегаз. – 2010. - №4. – С.16-19.

УДК 624.624-2/-9

### **СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЖИМОВ СВАРОЧНЫХ РАБОТ ПРИ СООРУЖЕНИЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

*Р.Р. Самиев, В.Л. Онацкий, УГТУ, г. Ухта*

Основная часть строительного периода магистрального трубопровода приходится на выполнение сварочно-монтажных работ. Поэтому при сооружении магистральных трубопроводов остро стоит проблема выполнения сварочных работ с высокой производительностью и стабильным качеством сварных соединений. В настоящее время в качестве альтернативы дуговой сварки и автоматизированной сварки комплексом «CRC-Evans» при строительстве магистральных трубопроводов активно ведутся исследования по применению технологии лазерной сварки неповоротных кольцевых стыков труб в узкощелевую разделку (с углом раскрытия примерно  $2^\circ$ ), в основу которой легли преимущества использования волоконного лазера самоходными двухголовочными установками «УЛСТ-1» компании ООО «НТО «ИРЭ - Полюс» и ООО «НКП «УТС Интеграция»:

- возможности ведения процесса в режиме глубокого («кинжального») проплавления;
- малого объема расплавленного металла и незначительных размеров зоны термического влияния;
- высоких скоростей охлаждения.

Помимо технологических преимуществ исследуемой технологии лазерной сварки, в докладе рассматриваются сравнение режимов автоматизированной сварки комплексом «CRC-Evans» и «УЛСТ-1» проволокой сплошного сечения  $\varnothing 1,2$  мм в защитном газе  $\text{Ar}/\text{CO}_2$ . Для этого определено число проходов сварного шва и рассчитана общая площадь поперечного сечения наплавленного металла исходя из геометрических размеров разделок кромок труб при использовании сварочных комплексов, представленных на рисунке 1 (а, б).



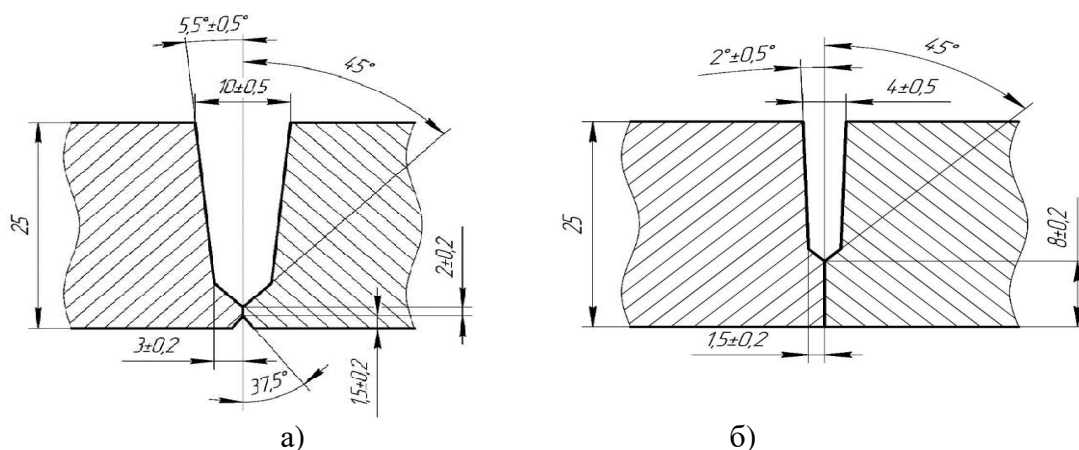


Рисунок 1 – Разделки кромок:

а) для сварки комплексом «CRC-Evans»; б) для лазерной сварки установкой «УЛСТ-1»

Согласно расчетам, получаем площадь поперечного сечения сварного шва и объем наплавленного металла в случае использования технологии лазерной сварки в три раза меньше. Таким образом, определяем число проходов для каждого метода: «CRC-Evans» – 6 проходов, лазерная сварка установкой «УЛСТ-1» – 4 прохода. Для каждого прохода слоя шва по двум автоматизированным технологиям определены основные параметры сварки, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Основные параметры сварки

| Параметры сварки сварочным комплексом «CRC-Evans» |                       |                |              |              |
|---------------------------------------------------|-----------------------|----------------|--------------|--------------|
| Параметры                                         | Наименование слоя шва |                |              |              |
|                                                   | Горячий проход        | Заполняющий    | Облицовочный |              |
| Скорость подачи проволоки, см/мин                 | 936                   | 845            | 624          |              |
| Вылет электрода, мм                               | 11                    | 14             | 17           |              |
| Напряжение на дуге, В                             | 25                    | 22             | 18           |              |
| Скорость сварки, см/мин                           | 123                   | 71             | 46           |              |
| Параметры лазерной сварки установкой «УЛСТ-1»     |                       |                |              |              |
| Параметры                                         | Наименование слоя шва |                |              |              |
|                                                   | Корневой              | Корректирующий | Заполняющий  | Облицовочный |
| Скорость подачи проволоки, см/мин                 | 350                   | –              | 420          | 500          |
| Вылет электрода, мм                               | 7                     | 11             | 14           | 9            |
| Мощность лазерного излучения, кВт                 | 4,5                   | 3,5            | 5,8          | 8,0          |
| Скорость сварки, см/мин                           | 60                    | 60             | 60           | 60           |



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ефименко Л.А., Капустин О.Е., Уткин И.Ю., Деркач А.П., Шамов Е.М., Бегунов И.А., Горский А.И. Особенности формирования структуры и механических свойств при лазерной сварке неповоротных стыков труб // Сварочное производство – 2018. – № 10. – С. 18-24.
2. Ибрагимов М.Н., Парлашкевич В.С. Сварка строительных металлических конструкций: Издательство Ассоциация строительных вузов (АСВ), 2017 г. 240 стр.
3. Шамов Е.М., Бегунов И.А., Васильев А.А., Шелестова А.К., Иванисов Д.В., Орешкин А.А., Мишин М.А. Лазерная сварка толстостенных стальных труб в потолочном положении // Сварочное производство. – 2018. – № 8. – С.16-22.

УДК 622.692.4.074.2

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН НЕПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА ГАЗОПРОВОДА В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ

*И.Л. Сарычев, ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта*

*А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта*

Процессы проектирования, строительства и эксплуатации подводных переходов газопроводов имеют достаточно обширную нормативную базу и научно-техническую проработку проблемных вопросов [1, 2]. Однако, в ряде случаев, при прокладке холодных газопроводов на мерзлых грунтах в траншее по дну водоема в процессе эксплуатации наблюдаются изменения проектного положения оси газопровода, несмотря на точное соблюдение всех проектных условий [3].

Выполнено диагностирование пространственного положения холодного подводного перехода газопровода в русле реки на полуострове Ямал. Газопроводы на переходе через реку смонтированы из труб класса прочности К65 наружным диаметром 1420 мм с толщиной стенки 33,4 мм и забалластированы чугунными кольцевыми грузами диаметром 1630 мм. Были определены высотные отметки газопроводов и поверхности грунта на участках переходов (рисунок 1).

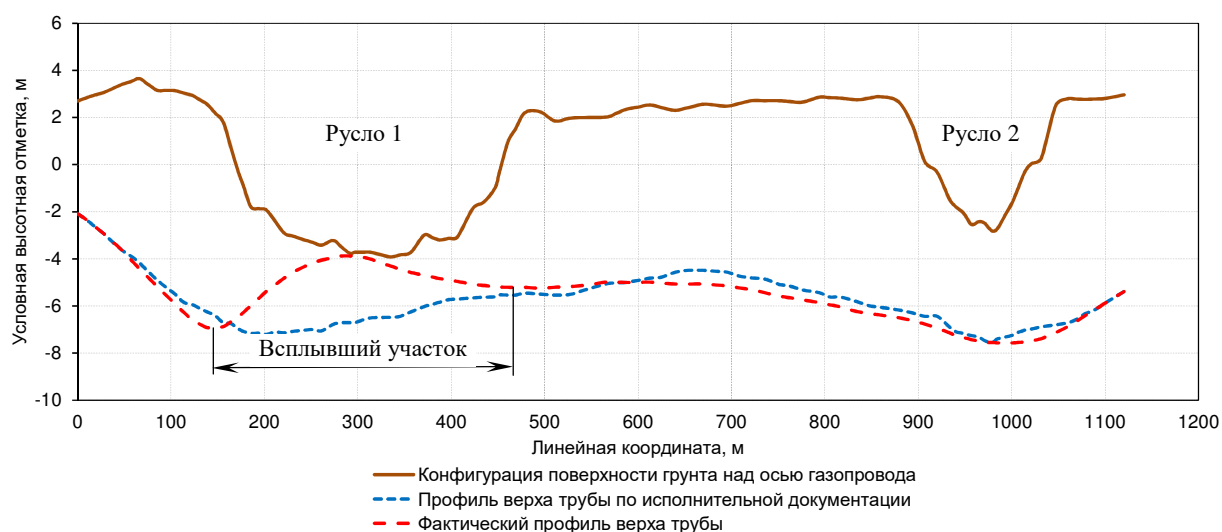


Рисунок 1 - Конфигурация проектного и фактического положения газопровода

Результаты обследований показали, что в русле 1 наблюдается всплытие газопровода, следствием чего является уменьшение заглубления с рисками образования полностью размытых и оголенных участков газопровода.

Выполнена проверка состояния средств балластировки газопровода путем сравнения проектного и фактического количества кольцевых чугунных утяжелителей. Фактическое расположение чугунных грузов на рассматриваемом участке определено по данным внутритрубного обследования газопровода. Установлено, что фактический объем балластировки соответствует проекту, при этом средний шаг расстановки утяжелителей составляет 2,36 м.

Выполнен анализ причин непроектного положения подводного перехода газопровода в русле реки на полуострове Ямал, среди которых рассматривались следующие факторы:

- грунт засыпки, который при определенных условиях способен переходить в гелеобразное состояние и увеличивать выталкивающую силу за счет высокой плотности;
- влияние подъемной силы течения в случае образования свободных пролетов;
- влияние продольных усилий, возникающих в результате взаимодействия с береговыми участками;
- возникновение возможного обледенения холодного газопровода, способного привести к всплытию за счет увеличения диаметра трубопровода.

Для уточнения параметров деформирования газопровода были разработаны вариативные расчетные модели подводного перехода с учетом параметров грунта засыпки и параметров балластировки с применением расчетно-программного комплекса ANSYS. Моделировался прямолинейный участок газопровода заданной длины, границы участка принимались жестко заземленными в мерзлом грунте. В качестве пассивных нагрузок рассматривались собственный вес трубы, вес изоляции и футеровки, а также вес балластирующих устройств. Активная нагрузка формировалась из выталкивающей силы воды и подъемной силы течения (в предположении, что среда, окружающая трубопровод, перемещается с некоторой скоростью).

Моделирование показало, что в условиях эксплуатации, заложенных проектом, не происходит всплытия подводного перехода, т.е. всплытие исследуемого газопровода вызвано дополнительными неизученными факторами, которые не были учтены в проекте.

Таким образом, можно констатировать, что существующие методы расчетов на устойчивость подводных переходов газопроводов на мерзлых грунтах требуют совершенствования и разработки новых алгоритмов расчета с учетом факторов, которые могут повышать плавучесть газопроводов и приводить к их всплытию.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Расчет плавучести магистральных газопроводов на речных подводных переходах/ С.В. Алимов, И.И. Велиюлин и др. // Газовая промышленность. – 2009. – №2. – С. 33-36.
2. Диагностика и расчет устойчивости трубопровода на участке подводного перехода/ Ф.М. Мустафин, А.К. Абзалов и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № S(700). – С. 41-43.
3. Экспериментальные исследования устойчивости трубопроводов на крупномасштабной грунтовой модели/ В.В. Пазиняк, Н.Б. Кутвицкая, М.А. Минкин // Криосфера Земли. – 2006. – т. X. – № 1. – С. 51-55.

УДК 622.692.4.07

## **АНАЛИЗ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*Д.Е. Серкунова, К.В. Кожеева, УГНТУ, г. Уфа*

На сегодняшний день требования Федерального законодательства определяют необходимость обеспечения безопасности магистральных трубопроводов (МТ) на этапах строительства, ввода в эксплуатацию и непосредственно эксплуатации. Проблема создания высоконадежной конструкции участков трубопроводов является сложной и требует комплексного подхода. Поэтому решение задачи повышения эксплуатационной надежности магистральных трубопроводов является актуальной темой многочисленных исследований [1].

Основные нормы проектирования и строительства магистральных трубопроводов регламентируются сводами правил СП36.13330.2012 и СП86.13330.2014, соблюдение которых обеспечивает безопасность при строительстве и эксплуатации МТ. В США ситуация несколько отличается. Документы, регламентирующие требования к проектированию и строительству магистральных трубопроводов, к примеру, ASME B31.8-2018 и ASME B31.4-2019, формально не являются обязательными, применение их регулируется только экономически.

Актуальность данного анализа заключается в том, что на сегодняшний день американские стандарты признаны наиболее экономически выгодными, по сравнению с российскими, и внесение соответствующих правок в существующие отечественные СП и ГОСТы может повысить безопасность при проектировании, строительстве и эксплуатации МТ.

Известно, что надежность законченного строительством промышленного объекта зависит от качества и глубины научных проработок нормативных документов, по которым был разработан проект этого объекта; инженерной культуры строительного производства, включая испытания; полноты и качества строительного контроля и ответственной работы надзорных органов. При выполнении работ по проектированию и строительству обязательным элементом становится ясность изложения и отсутствие двойных прочтений или толкований и тем более противоречий в технических требованиях, изложенных в нормативных документах по проектированию и строительству МТ [2].

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Васильев, Т. Г. Трубопроводный транспорт нефти: учеб. для вузов в 2-х т./Т. Г. Васильев; под ред. С.М. Вайнштока; – М.: Недра-Бизнесцентр, 2012. – Т.1. – 407 с.
2. Демченко В.Г., Гараев С.И., Могушков М.А. Вопросы качества нормативных документов по проектированию, сооружению и эксплуатации магистральных газопроводов // Газовая промышленность, № 1. - 2015. - С. 32-33.

УДК 629.133

### **АНАЛИЗ ПРОЦЕССА РАЗВИТИЯ НЕХАРАКТЕРНЫХ ТРЕЩИН В МЕТАЛЛЕ СВАРНОГО ШВА НА ПРИМЕРЕ ПОДВОДЯЩЕГО ТРУБОПРОВОДА УБКУА НПС «МИШКИНО»**

*М.Н. Сиряченко, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа*

Главной статьей дохода бюджета Российской Федерации является добыча нефти и природного газа, их переработка и продажа. Магистральные трубопроводы занимают важнейшую роль в нефтегазовой отрасли. Общая длина нефтепроводов, газопроводов и нефтепродуктопроводов превышает 250 тыс. км., значительная часть этих нефтепроводов находится в эксплуатации больше 20 лет. Диагностирование магистральных трубопроводов представляет актуальную задачу.

При этом, как показывает практика, значительная часть труб и большинство сварных швов трубопроводов, построенных до 1980 года, по качеству и состоянию отклоняются от требований нормативной документации. На основе анализа данных по сварным соединениям и непосредственной диагностики трубопровода на НПС «Мишкино», значительная часть кольцевых сварных швов не соответствуют требованиям нормативной документации. Неверно подобранные параметры сварки, чрезмерное или недостаточное усиление шва, коррозия, циклические нагрузки при перекачке – все это способствует возникновению недопустимых дефектов, в том числе трещин в металле сварного шва.

Также следует отметить само состояние сварных швов, учитывая, что на объекте исследования проводилась диагностика в 2011 году. Объект был признан работоспособным, однако по состоянию на октябрь 2021 года было найдено шесть недопустимых дефектов в сварных швах, требующих незамедлительной замены секции или установки муфты.

Любопытным является тот факт, что участки с трещинами расположены не на секции с наибольшим давлением или коррозионными повреждениями, где развитие трещин наиболее вероятно. На данном объекте «лидером» по трещинам является подводящий трубопровод, причем подавляющее большинство трещин расположено на продольных сварных швах, выполненных в заводском изготовлении, а одна трещина была найдена на угловом сварном шве патрубка тройника, в месте, где толщина стенки вместе с усиливающими накладками превышала 40 мм.

Учитывая все вышеперечисленное, вопрос своевременного выявления трещин на участках магистральных трубопроводов является актуальным. Целью работы является анализ выявленных недопустимых дефектов, расчет уча-

стка трубопровода на долговечность при текущих условиях эксплуатации с дефектом, а также выявление причины развития трещин в нехарактерных местах и поиск решений по предотвращению их развития.

На данный момент мало изучен вопрос возникновения концентрации напряжений и деформаций при сочетании дефектов двух видов: дефектов металла сварного шва и его формы.

В работе будет произведена оценка влияния конструктивных несовершенств и строительного брака. Будут проанализированы теоретические коэффициенты концентрации напряжений в существующей научной-технической документации для дефектов металла сварного шва, а также для отклонения формы сварного шва от проектной документации. Будет определено наиболее невыгодное сочетание дефектов, допустимых по отдельности в соответствии с нормами отбраковки, которое не охватывается известными формулами. Методом конечных элементов будет рассчитана концентрация напряжений.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Маковецкая-Абрамова, О. В. Исследование концентрации напряжений при сварке трубопроводов / О. В. Маковецкая-Абрамова, А. В. Хлопова, В. А. Маковецкий // Технико-технологические проблемы сервиса. – 2014. – № 2(28). – С. 25-27.
2. Горохова, М. В. Оценка влияния технологии изготовления прямошовных и спиральношовных труб на уровень концентрации напряжений в сварном шве / М. В. Горохова // Научный альманах. – 2016. – № 10-3(24). – С. 99-104. – DOI 10.17117/na.2016.10.03.099.
3. Порошин, Ю. В. Эффекты влияния непровара с внутренней стороны кольцевого сварного шва на концентрацию напряжений / Ю. В. Порошин, А. П. Черепанов // Современные технологии и научно-технический прогресс. – 2003. – Т. 1. – С. 19-020.
4. Аистов, А. С. Концентрация напряжений при малоцикловых нагрузках труб большого диаметра / А. С. Аистов, В. Б. Штенберг // Приволжский научный журнал. – 2020. – № 1(53). – С. 40-47.

УДК 622.692.23:693.814.25

### **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СВАРОЧНЫХ РАБОТ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ ДЕФЕКТНЫХ ПОЯСОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**

*М.В. Терентьева, Е.В. Семиткина, УГТУ, г. Ухта*

Резервуары относятся к конструкциям, работающим в сложнодеформированном состоянии. Напряженно-деформированное состояние конструктивных элементов стальных вертикальных резервуаров обусловлено воздействием гидростатической нагрузки и неравномерными осадками основания, длительное воздействие которых способно привести к разрушению сварных стыков в местах соединения поясов.

Рекомендуемыми методами сварки при монтаже и ремонте резервуаров являются: механизированная сварка в углекислом газе или порошковой проволокой, автоматизированная сварка под флюсом или с принудительным формированием шва порошковой и ручная дуговая сварка.

Представленные методы являются проверенными, однако опыт их применения для резервуара показывает не высокую эффективность в области качества выполнения сварного шва, скорости монтажа и долговечности выполненного соединения. К тому же автоматизированные технологии сварки, которые применяются для стыков магистральных трубопроводов, в полной мере не адаптированы для крупногабаритных резервуаров из-за особенностей их геометрии.

Одним из наиболее прогрессивных методов сварки является аргонодуговая сварка неплавким (вольфрамовым) электродом в среде аргона в качестве защитного газа по технологии К-TIG (KeyholeTIG). Отличия К-TIG от привычных видов сварки:

- К-TIG выполняет очень быстрые, однопроводные, полностью проникающие сварные швы диаметром до 16 мм в титане и сталях;
- сварные швы выполняются со скоростью до 100 раз быстрее по сравнению с обычной аргонодуговой сваркой при этом сохраняется высокое качество исполнения сварочного шва.

Данная технология снижает потребление энергии и газа до 95%, исключает потребление проволоки, не требует обработки кромок, используется только один сварочный газ, работает в очень широком диапазоне сварочных токов, обеспечивает для сварщиков безопасную и чистую среду с низким уровнем задымления.

Фундаментальной характеристикой процесса является преднамеренное увеличение дугового давления до того момента, когда происходит расширение кратера на дне сварочной ванны. В этот момент дно кратера прорывается через корневую поверхность сварного шва, образуя так называемую «замочную скважину» (рисунок 1) и позволяя дуговым газам уходить. Кроме того, поверхностное натяжение не дает расплавленному металлу в сварочной ванне выпасть с поверхности корня шва.

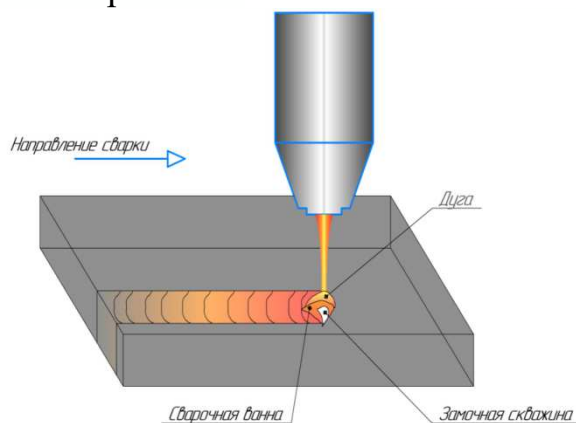


Рисунок 1 – Схематичное изображение процесса К-TIG сварки

Для объемных и ответственных сварочных работ при монтаже и ремонте вертикальных стальных резервуаров предлагаем сварочную технологию К-TIG аргонодуговой сварки, полностью автоматизированной с помощью специального роботизированного сварочного манипулятора (рисунок 2) на базе КАМАЗ

43118 со сварочным аппаратом глубокого проникновения K-Tig и промышленным чиллером (охладитель) CW-5200. Данный комплекс сможет обеспечить требуемую скорость сварочных работ и качество сварочных швов, а также автоматизировать процесс выполнения сварных швов для крупногабаритных вертикальных стальных резервуаров.

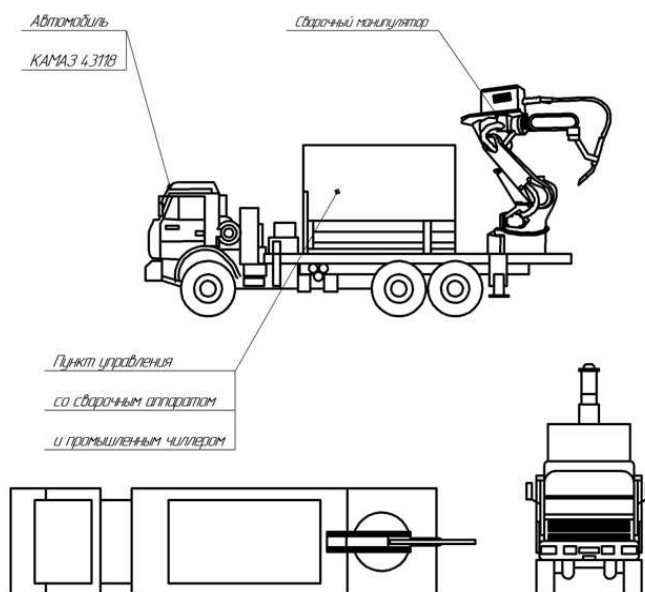


Рисунок 2 – Роботизированный сварочный манипулятор

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мустафин, Ф.М. Резервуары для нефти и нефтепродуктов: том 1. Конструкции и оборудование [Текст]: учебник для ВУЗов / Ф.М.Мустафин [и др.]. – Москва: Недра, 2010. – 480 с. (дата обращения 12.10.2021).
2. Ибрагимов М.Н., Парлашкевич В.С. Сварка строительных металлических конструкций: Издательство Ассоциация строительных вузов (АСВ), 2017 г. 240 стр.
3. Овчинников В.В. Технология изготовления сварных конструкций. Учебник. Издательство: Форум, 2019 г. 208 с.

УДК 621.642.07

#### **АНАЛИЗ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ЯВЛЕНИЯ РОЛЛОВЕРА ПРИ ХРАНЕНИИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА**

*Е.Г. Трифонов, М.Э. Дусалимов, УГНТУ, г. Уфа*

Сжиженный природный газ был и остаётся неотъемлемой частью жизни современного человечества. Поэтому особый интерес представляют собой технологии подготовки газа и его сжижения, проблемы и перспективы развития всей отрасли в целом.

При хранении СПГ в различных типах резервуаров существует вероятность возникновения негативного явления, получившего название «ролловер», возникающего при заполнении различными партиями СПГ, параметры и состав которой отличаются от имеющейся, с возникновением перемешивания новых и старых партий СПГ с резким увеличением давления в газовой подушке.

Борьба с явлением Ролловера мало изучена, однако уже имеющиеся способы предотвращения данного явления можно разделить на несколько основных групп:

1) раздельное хранение СПГ, т.е. закачка СПГ различного состава в разные емкости;

2) заполнение и перемешивание различных партий СПГ. Способ заключается в том, чтобы вести закачку относительно более легкой фракции жидкости снизу, т.е. под слой хранимого продукта, а более тяжелой – наоборот, сверху. В таком случае мы получаем эффективное перемешивание уже в процессе заполнения резервуара.

3) последовательное перемешивание после заполнения резервуара с использованием насосов.

4) перемешивание после заполнения с использованием барботажа

Изучение и анализ явления Ролловера является актуальной проблемой, особенно для России, поскольку на территории нашей страны находится множество заводов по производству СПГ. В тоже время не стоит забывать и о преимуществах СПГ перед другими видами углеводородов (например, удобство хранения и транспортировки, экологичность и др.), что делает на сегодняшний день СПГ одним из самых перспективных видов сырья.

В дальнейших исследованиях ожидается составление математической модели явления Ролловера в программном комплексе ANSYS, а также анализ существующих методов борьбы с этим явлением, и кроме того попытка использования когнитивных течений для изобретения нового способа борьбы с явлением Ролловера.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шаммазов А.М. Производство, хранение и транспорт сжиженного природного газа/ А.М. Шаммазов, Р.К., Тергулов, Б.Н.Мастобаев, Г.Е. Коробков. – СПб.: Недра, 2007.
2. Сжиженный природный газ на суше и в море. Производство, хранение, транспорт, регазификация: научное издание / Р. Н. Бахтизин, В. Ю. Дорожкин, Р. К. Тергулов, Б. Н. Мастобаев. - СПб.: Недра, 2016. - 428 с

УДК 330.342

### **ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ В ТЕХНИЧЕСКУЮ ДИАГНОСТИКУ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ**

*Е.Г. Трифонов, Е.В. Кузнецова, УГНТУ, г. Уфа*

Проведение диагностики на различных объектах нефтегазовой отрасли является необходимым с точки зрения поддержания должного уровня промышленной безопасности. Для сферы диагностики характерно использование самых современных технологий и, как следствие этого, высокие инвестиции. [1]

Согласно современным канонам управления любым предприятием принятие решения должно основываться на точных расчётах и аналитике соотношения инвестиций и прибыли, которые влечет за собой принятое решение.

Целями технической диагностики являются: а) обеспечение безопасности жизнедеятельности людей и окружающей экологической среды; б) обеспе-



чение надежного функционирования трубопровода и управление затратами. [2], [3]

Необходимость проведения технической диагностики требует значительных затрат с одной стороны, с другой стороны данные мероприятия повышают уровень надежности не только одного трубопровода, но и всей магистральной системы в целом и влияют таким образом на прибыль предприятия.

На рисунке 1 показано определение оптимального объема затрат ( $Z_{\text{опт}}$ ) и уровня надежности ( $H_{\text{опт}}$ ) трубопроводной системы из условия получения максимума прибыли.

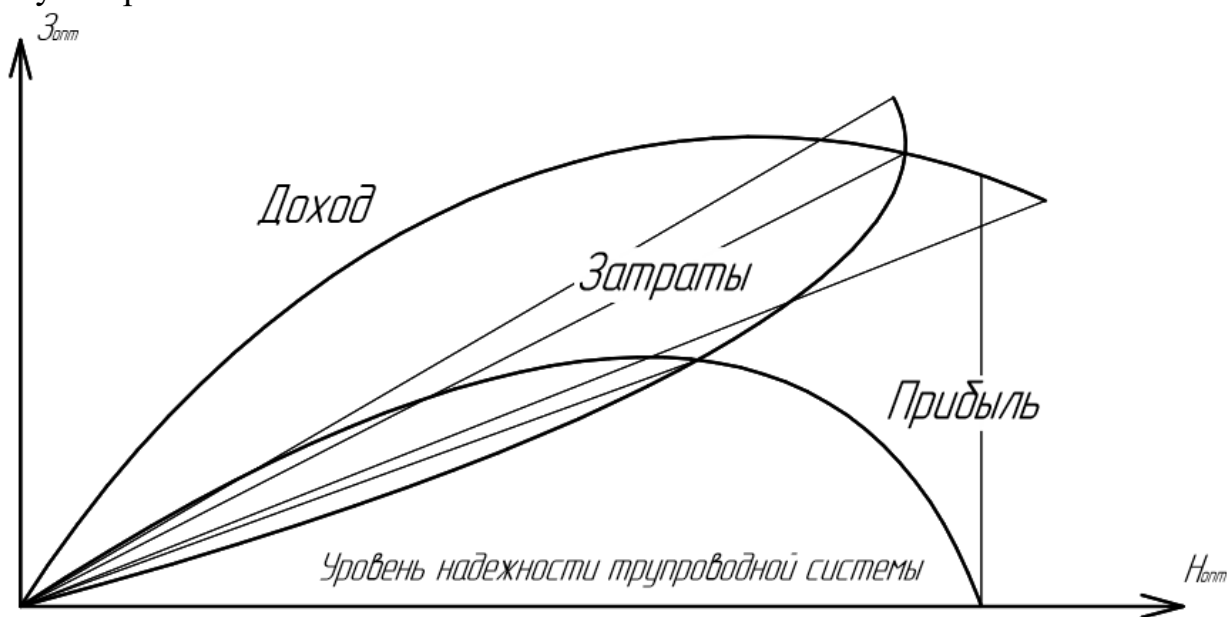


Рисунок 1 – Выбор оптимального объема затрат на диагностику объекта

Проведенный анализ составляющих капитальных вложений показал, что ремонтные работы рентабельны и целесообразны для дефектов, если основная часть их имеется на нескольких коротких отрезках линейного участка. Если 80% обнаруженных дефектов, располагаются на участке, протяженность которого составляет менее 0,2 длины всей длины, то рентабельнее всего полная замена всей данной части трубопровода.

В связи с повышенной опасностью трубопроводной системы необходимо своевременно принимать решения о проведении диагностики и последующих ремонтных работ. Поэтому необходимо разрабатывать мероприятия, которые способны нивелировать последствия принятия неверных решений и минимизировать нежелательные последствия от них. [4]

В некоторых ситуациях используемые методы внутритрубой диагностики и сканирования могут показать, что в каких-то местах дефект либо полностью отсутствует, либо частично, а в других местах скопление дефектов столь высоко, что рентабельнее и проще заменить данный участок трубопровода без проведения дорогостоящих и наукоемких дополнительных исследований. Поэтому на сегодняшний день актуальной задачей является принятие решения о том, необходимо ли проводить диагностику, а если и необходимо, то какого типа, ее сроки и какие решения нужно принимать дальше.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экономика строительства: учеб. для вузов / ред. И. С. Степанов. - М. :Юрайт, 1998. - 416 с. - Библиогр.: с. 306-307.
2. Экономика транспорта и хранения нефти и газа : учеб. для вузов / А. Д. Бренц, Л. В. Колядов, Л. А. Комарова. - М. : Недра, 1989. - 287 с. : ил. - Библиогр.: с.284.
3. Повышение эффективности производства / Кузнецова Е.В., Панина М.Н. Актуальные проблемы науки и техники. / Уфа, 2019. С. 266-268.
4. Техничко-экономическое обоснование проектами / Соловьева И.А., Авдеева Л.А., Халикова М.А., Герасимова М.В., Мусина Д.Р., Батталова А.А., Самофеев Н.С., Кузнецова Е.В.учебник / Уфа, 2020.

УДК 624.139.24

### **ХАРАКТЕР ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ТРУБОПРОВОДА С МЕРЗЛЫМ ПРОСАДОЧНЫМ ГРУНТОМ С УЧЕТОМ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ**

*Э.В. Файзуллина, М.В. Битаева, УГНТУ, г. Уфа*

Просадочность грунтов – это способность уменьшать свой объем при изменении температуры и влажности под собственным весом без возможности бокового расширения. К таковым относятся лессы и лессовидные суглинки, засоленные грунты. Также просадочность наблюдается в мерзлых грунтах при оттаивании [1].

Согласно действующим НТД, просадочные грунты характеризуются следующими показателями[2]:

- относительной просадочностью – относительным сжатием грунтов при заданном давлении;
- начальным просадочным давлением – минимальным давлением, при котором наблюдается просадка;
- начальной просадочной влажностью– минимальной влажностью, при которой возникает просадка.

Рассмотрим подробнее взаимодействие подземного трубопровода с мерзлым просадочным грунтом.

С момента ввода трубопровода в эксплуатацию в случае ошибки при проектировании, повреждении изоляционного покрытия при производстве СМР или теплоизоляционного покрытия ненадлежащего качества, вокруг трубы, уложенной в мерзлый грунт, образуется ореол оттаивания, рисунок 1, – область мерзлого грунта вокруг трубы, имеющая положительную температуру [2].

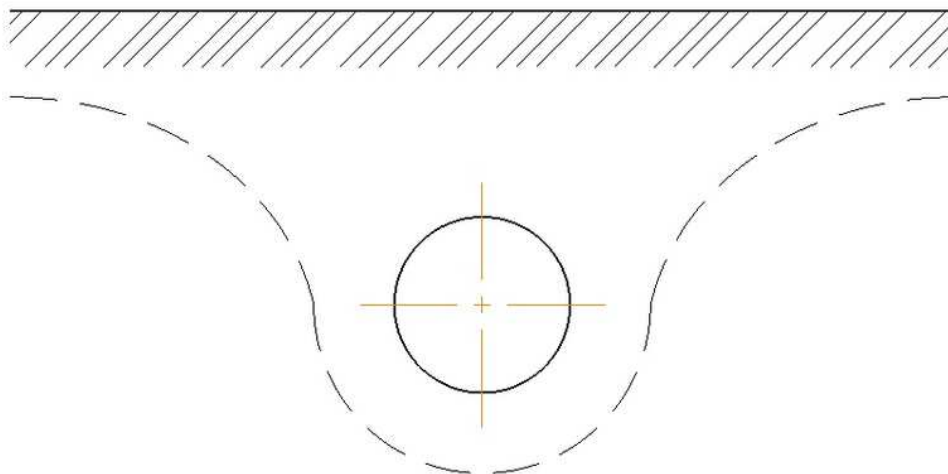


Рисунок 1 – Оттаивание грунта под трубопроводом

Границы ореола оттаивания могут изменяться вокруг трубопровода в зависимости от изменения температуры. Вследствие изменения физических свойств мерзлого грунта вдоль трубы, оттаивание в разных сечениях труб – различное, поэтому и поперечные перемещения сечений будут также разными. Такое взаимодействие может повлечь за собой просадку, изгиб, всплытие трубопровода вместе с грунтом.

Рассматривая, деформацию грунтового массива под трубопроводом в момент просадки, можно сделать вывод, что при оттаивании грунта трубопровод перемещается вниз, вследствие чего грунт под трубопроводом будет уплотняться, и образовывать форму дуги, трубопровод в свою очередь под действием собственного веса и веса грунта сверху, будет стремиться принять такую же форму. В случае большого значения глубины просадки, трубопровод будет провисать, анаибольшие изгибные напряжения будут зависеть от длины участка просадки.

Для того моделирования процесса взаимодействия системы «просадочный грунт-трубопровод» и определения напряженно-деформированного состояния последнего, необходимо использовать программные комплексы с возможностью сочетания прикладной механики и теплопередачи. В дальнейшем для вывода вышеназванных зависимостей будут использоваться такие программы, как ANSYS, FROST 3D. В данных программах можно провести прочностной и тепловой расчеты при взаимодействии трубы с просадочным грунтом.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Николаева М.В., Оценка ореола оттаивания грунта вокруг трубопровода, проложенного в многолетнемерзлых грунтах / М.В.Николаева, Г.П.Стручкова, Т.А.Капитонова, Р.А. Атласов, С.С. Бердыев, А.Г. Иванов // Наука и образование. – Якутск, 2016. - №3. С.47 – 49.
2. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.:Недра, 1986. – 224с.

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОСАДОЧНЫХ ГРУНТАХ С УЧЕТОМ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ**

*Э.В. Файзуллина, УГНТУ, г. Уфа*

Поставка большей части всего объема добытых углеводородов потребителям по всей России и за рубеж осуществляется по нефтепроводам и газопроводам. Главной задачей является уменьшить техногенные воздействия и снизить влияние природных факторов на надежность конструкций.

Поскольку районы Западной Сибири относятся к особо охраняемым территориям, существует необходимость в совершенствовании процессов строительства и процессов эксплуатации трубопроводов для поддержания надежности трубопроводов и уменьшения воздействия негативных факторов на окружающую среду.

Одна из множества существующих актуальных проблем строительства и эксплуатации трубопроводов в сложных климатических и геологических условиях – строительство на участках мерзлых грунтов.

Строительство на таких участках осложняется различными процессами, например, как пучение мерзлого грунта, солифлюкция, термокарсты и так далее [2].

Наиболее распространенный метод прокладки на таких грунтах – надземный, но в некоторых случаях, это экономически нецелесообразно (например, островная и прерывистая мерзлота) и в этих случаях применяется, подземная прокладка.

Метод надземной прокладки, а именно – на шарнирных опорах с термостабилизацией грунтов – надежен и не имеет близкой альтернативы. Поэтому актуальнее рассматривать именно вариант подземной прокладки, потому что именно для подземной прокладки существующие методы для защиты трубы от различных процессов не эффективны, а метод надземной прокладки является наиболее затратным как при сооружении, так и при эксплуатации.

Разработано множество различных методов защиты трубопроводов, таких как, использование сезонно-охлаждающих устройств, подсыпку и присыпку мягким привозным грунтом, балластировку трубопровода, засоление грунта, использование теплоизоляции и так далее. Но такие способы не эффективны, так как есть множество случаев, где были применены данные способы, но надежность трубопровода не была обеспечена. Например, в процессе эксплуатации ВСТО были выявлены случаи оголения и просадки. Также при эксплуатации конденсатопровода Уренгой-Сургут возникало 7 отказов в периоды оттаивания промерзания грунтов (ноябрь-декабрь, март-апрель) [3].

Возникновение ледяных линз на участках мерзлоты имеет непрогнозируемый характер, поэтому на предпроектной стадии очень сложно выявить потенциально опасные зоны. Такое взаимодействие может полечь за собой либо изгиб от нормальных сил пучения, либо под воздействием тепла от трубопровода оттаивание мерзлого грунта и как следствие сначала просадку грунта, и

потом возможное всплытие. При просадке грунта трубопровод будет испытывать опасные циклические изгибные напряжения, то проседая, то всплывая, увеличивая деформации грунта в местах жесткого сцепления [1].

Так как прогнозирование не позволяет учесть все возможные нагрузки на стадии проектирования, а в условиях отсутствия данных по многолетнему геокриологическому мониторингу реализация проектов связана как с экономическими, так и с экологическими техногенными рисками.

Поэтому в связи с интенсивным освоением Восточной Сибири, несовершенством методов защиты трубопровода, проложенного подземно, от воздействия грунтовых процессов, вопросы обеспечения надежности и закрепления трубопровода на мерзлых грунтах актуальны по сегодняшний день.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Особенности проектирования трубопроводов в зонах распространения островной мерзлоты // URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-proektirovaniya-truboprovodov-v-zonah-rasprostraneniya-ostrovnoy-merzloty/viewer> (Электронный доступ: 07.10.2021)
2. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.:Недра, 1986. – 224с.
3. Гулин Д.А. Проблема пучения в трубопроводном строительстве и методы ее устранения / Д.А. Гулин, Э.В. Файзуллина, Э.И. Шарипова, А.С. Глазков, М.Э. Дусалимов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфа, 2020. - №4. С. 60-73.

УДК 004.946

#### **РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА ВИРТУАЛЬНЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ (КВЛР) «ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СЛОЖНЫХ УЧАСТКОВ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ»**

*Т.И. Фатхиев, Р.Р. Хасанов, М.А. Ширинова, Е.В. Дружинская, УГНТУ, г. Уфа*

Проектирование трубопроводов, прокладываемых в сложных условиях, а также переходов через естественные и искусственные препятствия являются наиболее сложными и ответственными участками магистральных трубопроводов.

Тенденции современного времени требуют разрабатывать виртуальные и цифровые комплексы, позволяющие проектировать и рассчитывать инженерные сооружения и моделировать различные условия их эксплуатации. Вместе с тем, многие страны вынуждены были перейти к дистанционным форматам обучения и работы в связи с сложной санитарно-эпидемиологической обстановкой в мире, что поспособствовало активному переходу к самообразованию в дистанционном формате.

Разработанное программное обеспечение (ПО) Комплекс виртуальных лабораторных работ (КВЛР) направлен на вовлечение студентов в процесс обучения, предоставление возможности моделирования различных процессов и параметров прокладки трубопровода и самостоятельного обучения в рамках расширения направления подготовки. Помимо этого, необходим для визуального

представления процессов сооружения и ввода в эксплуатацию трубопроводных систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа.

ПО представляет из себя логически и структурно завершенную серию лабораторных работ, сопровождающихся трехмерным моделированием каждого технологического процесса. После ввода исходных данных, необходимо подобрать строительную технику. При верном выборе техника визуализируется на виртуальной строительной площадке и приступает к работе, в то время как обучающемуся предстоит рассчитать все параметры трубопровода. Благодаря использованию автоматического математического расчета реализована проверка выполненного расчета и контроль правильности вводимых параметров. В ходе выполнения работы, обучающийся может воспользоваться теоретическим материалом, который доступен к просмотру и изучению в полном объеме на любом шаге расчета.

При составлении технического задания на разработку программного обеспечения использовались учебные материалы и учебно-методическая литература по направлению подготовки специалистов в области проектирования и сооружения газонефтепроводов. В основу теоретического материала легли отраслевые стандарты, научно-техническая документация и нормативные документы такие, как своды правил (СП) и государственные стандарты (ГОСТы).

В качестве среды разработки выбрана Unity от UnityTechnologies с использованием Unity 3D, благодаря чему появилась возможность использования трехмерного пространства. Весь функциональный расчет реализован на стандартном языке программирования C#. Для создания 3D-моделей техники, трубопровода, балластировочных устройств была использована программа Blender от BlenderFoundation.

Программное обеспечение КВЛР «Технология и организация строительства сложных участков газонефтепроводов» предполагается к использованию в качестве обучающего материала для студентов технических вузов по направлениям подготовки, связанными с сооружением, проектированием, эксплуатацией и ремонтом газонефтепроводов, технологических и промысловых трубопроводов, а так же при повышении квалификаций, переквалификаций работников организаций в области проектирования трубопроводов, в профориентационной деятельности.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проектирование и разработка дистанционного курса / Е.А. Челнокова, А.С. Челноков, К.А. Максимова, И.А. Лапшина, И.Е. Барабина// Инновационная экономика: перспективы развития и совершенствования. – 2020. – № 2. – С. 65-69
2. Строительство переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия: учеб. пособие / Л.И. Быков, И.Ф. Кантемиров, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, Р.Р. Хасанов, Д.А. Гулин, Е.А. Лобова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 151 с.

**РАЗРАБОТКА ЗАЩИТНОГО ПОЛИМЕРНОГО  
АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ,  
ОБОРУДОВАНИЯ И КОНСТРУКЦИЙ, РАБОТАЮЩИХ  
В АГРЕССИВНЫХ СРЕДАХ**

*Е.А. Хабаров, М.В. Терентьева, УГТУ, г. Ухта*

Процесс разрушения конструкций и их защита от коррозии и обледенения при эксплуатации в условиях Крайнего Севера и Арктического шельфа остаются важнейшими научно-техническими и экономическими проблемами. Из-за постоянно ухудшающихся условий эксплуатации конструктивных элементов, обусловленных особенностями природно-климатических условий, резко повышается необходимость создания более эффективных и при этом бюджетных способов антикоррозионной защиты [1].

Самым распространенным методом защиты от коррозии является нанесение защитных покрытий на металлоконструкции. Однако существующие на современном рынке материалы имеют ряд недостатков: малофункциональными, дорогостоящими, недолговечными. Наиболее удовлетворительным техническим решением, отвечающим заданным требованиям, является создание антикоррозионного покрытия.

Задачей разрабатываемого защитного полимерного антикоррозионного покрытия для трубопроводов, оборудования и конструкций, работающих в агрессивных средах, является обеспечение надежной работы и гарантированного ресурса металлоконструкций, эксплуатируемых в условиях Крайнего Севера и Арктики.

Поставленная задача в устройстве полимерного покрытия решается за счет применения двухслойной конструкции с различной функциональностью слоев, в которой внутренний слой, обеспечивает адгезию к защищаемому материалу и обладает максимальной прочностью и высокими трибологическими характеристиками, а наружный слой, контактирующий с агрессивной средой, обеспечивает максимальную гладкость и гидрофобность покрытия за счет низкой смачиваемости.

Принцип действия разрабатываемого полимерного антикоррозионного покрытия основан на образовании воздушного барьера над защитным супергидрофобным слоем, когда поверхность покрытия взаимодействует с молекулами воздуха, создавая барьер, а затем с влагой и агрессивными средами.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Елагина О.Ю., Бурякин А.В., Жук В.В. Особенности применения протекторных металлических покрытий для коррозионной защиты металлоконструкций, работающих в морской среде // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 11. – С. 70–75.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ПРИ НАЛИЧИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ СИЛ МОРОЗНОГО ПУЧЕНИЯ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS

*Б.А. Хабибов, Ш.А. Арыслангалиев, А.Ю. Шульга, УГНТУ, г. Уфа*

На сегодняшний день существует проблема сохранения проектного положения трубопровода в сложных геологических условиях, к таким условиям можно отнести подземную прокладку трубопровода в грунтах подверженных пучению. Действие пучения может привести к снижению критического усилия (силы Эйлера), что, как следствие, может привести к потере устойчивости.

Основной целью исследования является разработка методики расчета критического усилия с учетом силу морозного пучения.

Для анализа была выбрана модель балки в упругой среде, закрепленной жестко у обоих концов. Сила морозного пучения представлена как сосредоточенная поперечная нагрузка.

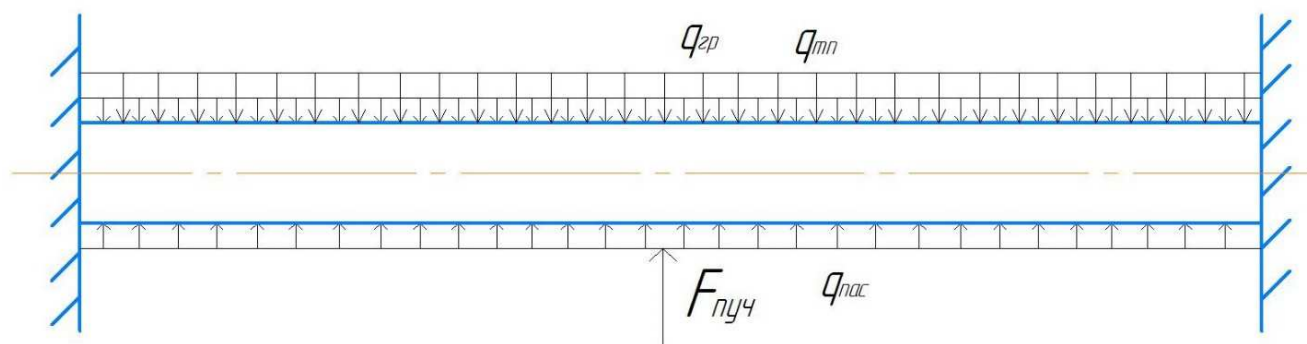


Рисунок 1 – Расчетная модель

Поскольку зависимость учеными была выведена эмпирически, расчет необходимо проводить на экспериментальной модели. Для этого используется программный комплекс ANSYS. В исследованиях ожидается получить функциональную зависимость критического усилия от силы морозного пучения, протяженности участка пучения и его высоты.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Быков, Л.И. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев. – Санкт-Петербург: Недра, 2005. – 824 с.
2. Ясин, Э. М. Устойчивость подземных трубопроводов / Э. М. Ясин, В. И. Черников. – М.: Недра, 1968. – 120 с.



## **ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ**

*А.Ф. Хайруллина, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время множество аварий на объектах трубопроводного транспорта происходят вследствие коррозии. Срок эксплуатации стальных трубопроводов сокращается, повышаются затраты на ремонт и замену труб.

Одним из способов повышения эксплуатационной надежности трубопроводных систем является использование полиэтиленовых армированных труб (ПАТ). Такие трубы производят методом экструзии полимерных материалов с одновременным армированием сетчатым каркасом из стальной проволоки, в котором продольная и радиальная намотка сварены между собой методом контактной сварки в каждой точке пересечения.

ПАТ имеют ряд достоинств: высокая коррозионная стойкость, долговечность, сопротивляемость блуждающим токам, низкий удельный вес, что уменьшает стоимость доставки, повышает скорость и экономичность монтажа, отсутствие необходимости нанесения изоляции. Благодаря таким преимуществам данные трубы зарекомендовали себя как надёжный и экономичный материал для строительства различных трубопроводов.

Однако, у ПАТ имеется и существенный недостаток – снижение прочностных свойств в процессе строительства и эксплуатации.

При строительстве трубопроводов из ПАТ сварка является основным технологическим процессом, который обеспечивает надежность и герметичность соединения. Параметры режима сварки влияют на структуру материала, что впоследствии оказывает влияние на надежность в процессе эксплуатации.

Таким образом, в докладе дано обоснование необходимости проведения исследований, направленных на изучение основных физико-механических свойств ПАТ, оценку надежности и прочностных свойств сварных соединений данных труб, что в итоге позволит расширить их использование в нефтяной и газовой промышленности.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Глухова О.В., Фаттахов М.М. Эффективность применения трубопроводов из полиэтиленовых труб // Нефтегазовое дело, 2006. – 8 с.
2. Пепеляев В.С., Курьянов В.П., Щербанев Ю.Г. Полиэтиленовые армированные трубы // Технология композитов, 2007. – 14 с.

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ УТЕПЛЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

*Я.А. Черепанов, В.С. Болгова, Е.В. Кузнецова, УГНТУ, г. Уфа*

Прокладка нефтепроводов в северных районах Российской Федерации производится в сложных климатических условиях. В районах Крайнего Севера абсолютный перепад температур от  $-56$  зимой до  $+34$  градусов летом; сильные ветры со скоростью свыше  $40$  м/с и распространение вечномерзлых грунтов. Необходимо отметить, что нефть в Северных районах имеет высокую температуру застывания  $+4 - +6$  градусов, поэтому её подогревают до  $+60$  градусов.[1] В этих условиях теплая труба приведёт к растеплению грунта, вследствие чего несущая способность последнего изменится. Для предотвращения подобных процессов производят теплоизоляцию нефтепроводов.[2]

Рассмотрим и сравним виды теплоизоляции по технико-экономическим характеристикам. В расчете рассматривалась труба номинальным диаметром  $D = 720$  мм.

| Вид материала     | Коэффициент теплопроводности, Вт/м*К | Стоимость материала, руб./м | Стоимость монтажа, руб./м | Совокупные затраты, руб./м |
|-------------------|--------------------------------------|-----------------------------|---------------------------|----------------------------|
| Пенополиуретан    | 0,030                                | 3801,6 .                    | 720                       | 4521,6                     |
| Минеральная вата  | 0,045                                | 1370,0                      | 720                       | 2090,0                     |
| Вспененный каучук | 0,036                                | 7248,3                      | 720                       | 7968,3                     |

Главной характеристикой теплоизоляционных материалов является коэффициент теплопроводности, лучший показатель  $0,030$  Вт/м\*К у пенополиуретана, худшим показателем среди рассматриваемых вариантов обладает минеральная вата  $0,045$  Вт/м\*К [5]. Стоимость монтажа для всех материалов равна, но цена на сам материал различна. Из таблицы видим, что минеральная вата стоимостью  $1370$  р. за метр утепления трубопровода, самая дешёвая. Вспененный каучук, стоимостью  $7248,3$  р. за метр утепления, самый экономически нецелесообразный.

Анализируя таблицу технико-экономических характеристик утеплителей можно сделать следующие выводы. Вспененный каучук является худшим вариантом утепления. Данный материал имеет среднее, из рассматриваемых, значение теплопроводности, но при этом цена в  $1,8$  раза выше, чем у пенополиуретана. Поэтому применение каучука может рекомендоваться для отдельных участков трубопровода, подвергнутых изгибу [3]. Минеральная вата - дешёвый материал, но теплопроводность значительно выше, чем у остальных рассматриваемых материалов. В связи с этим можно признать минеральную вату как невыгодный материал для утепления трубопровода с технической точки зрения. Пенополиуретан по стоимости занимает среднее положение между минеральной ватой и вспененным каучуком, но имеет минимальное значение коэффициента теплопроводности, равное  $0,03$  Вт/м\*К [4]. Учитывая общую технико-

экономическую характеристику, пенополиуретан является предпочтительным вариантом из рассматриваемых для утепления нефтепроводов, проложенных в вечномёрзлых грунтах.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дауылбаев А. Б. Особенности прокладки трубопроводов в условиях вечной мерзлоты : дипломный проект / А. Б. Дауылбаев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР), Кафедра транспорта и хранения нефти и газа (ТХНГ) ; науч. рук. К. Н. Радюк. — Томск, 2017.-53с.
2. Кутвицкая Н.Б., Дмитриева С.П., Рязанов А.В. и др. Некоторые особенности теплового влияния внутрипромысловых газопроводов подземной и наземной прокладки на многолетнемерзлые грунты в условиях Заполярного ГНKM /<http://www.fundamnt.ru/publications/pub028.html>.
3. Гаррис НА. Ограничение ореола протаивания вокруг подземного трубопровода // НТС «Проблемы нефти и газа Тюмени». — Тюмень, 1983. — Вып. 60. — С. 43-48.
4. Повышение эффективности производства (на примере ООО "РБК-СТРОЙ") Кузнецова Е.В., Панина М.Н. В сборнике: Актуальные проблемы науки и техники - 2019. С. 266-268.
5. Техничко-экономическое обоснование и управление проектами .Соловьёва И.А., Авдеева Л.А., Халикова М.А., Герасимова М.В., Мусина Д.Р., Батталова А.А., Самофеев Н.С., Кузнецова Е.В. учебник / Уфа, 2020.

УДК 625.711.83

#### **АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ СООРУЖЕНИЯ ВРЕМЕННЫХ ВДОЛЬТРАССОВЫХ ПРОЕЗДОВ**

*Т.И. Шакиров, И.Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа*

Строительство трубопроводов на болотах имеет существенное отличие от строительства в нормальных условиях. Как известно, болотистые торфяные грунты ввиду своих прочностных характеристик и сильной обводненности имеют низкую несущую способность [1]. По этой причине проезд строительной техники в летний период не представляется возможным. Одним из способов решения этой проблемы является применение легковозводимых дорожных покрытий для сооружения временных вдольтрассовых проездов.

Рассмотрим существующие методы и технологии сооружения временных вдольтрассовых проездов. Сегодня рынок нам предлагает две концепции исполнения легковозводимых дорожных покрытий:

- сборно-разборные покрытия, состоящие из отдельных плит. Сборка таких покрытий осуществляется непосредственно на месте производства работ;
- дорожные покрытия рулонного типа, состоящие из множества небольших по своим размерам звеньев. Возможность свернуть такое покрытие в рулон позволяет собрать его заранее, а развернуть уже непосредственно на строительной площадке. Таким образом отпадает необходимость в проведении каких-либо дополнительных работ.

Покрытия первого типа изготавливаются из полимерных композитных материалов, часто – из стеклопластика и углепластика [2]. Достоинством таких материалов является доступность и сравнительная дешевизна, а механические характеристики изготовленных из них конструкций способны обеспечить необ-

ходимую для проезда строительной техники прочность. Их типовое назначение – возведение в короткие сроки временных дорог и строительных площадок на участках со сложными грунтово-геологическими условиями, в том числе на болотах I и II типов. Плиты оснащены специальными замковыми креплениями для соединения в единое дорожное полотно любых размеров и предназначены для многократного использования (рисунок 1).

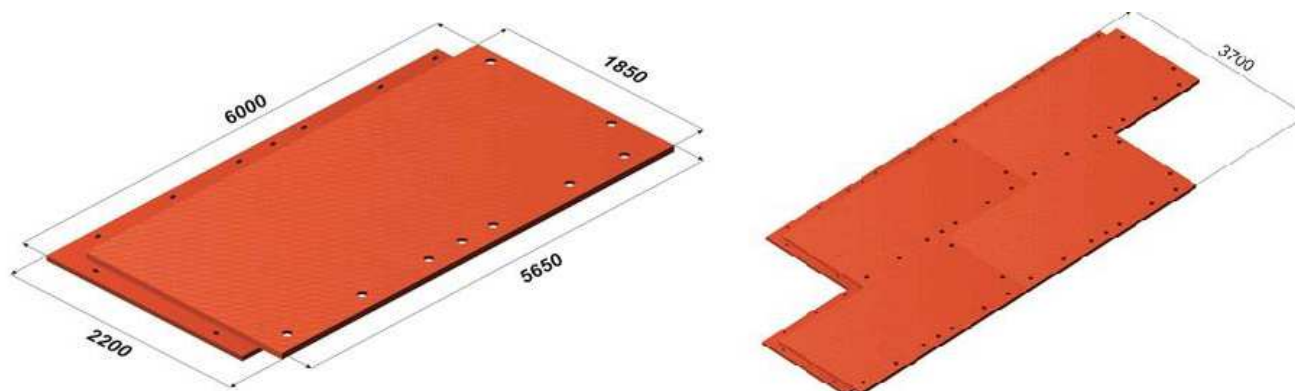


Рисунок 1 – Мобильные дорожные покрытия «МОБИСТЕК»

Покрывтия второго типа представляют из себя многократно повторяющиеся одинаковые по всем характеристикам звенья, соединённые в одно непрерывное дорожное полотно [3]. Размеры каждого звена позволяют конструкции в собранном виде сворачиваться в рулон для транспортировки, а профиль звена и замковые соединения могут быть приспособлены для наращивания полотна как в длину, так и в ширину. Таким образом, размеры дорожного покрытия в собранном виде ограничиваются только техническими параметрами транспортных машин, предназначенных для перевозки и разворачивания полотна. Профиль панели имеет большое количество ребер жесткости, которые дополнительно усиливают несущие возможности дороги и улучшают сцепные свойства покрытия (рисунок 2).



Рисунок 2 – Свернутое в рулон дорожное полотно FAUN Trackway

При сравнении типов полотна друг с другом можно сказать, что вторая концепция объективно удобнее при сооружении протяженных трубопроводных трасс в условиях болот. Благодаря способности такого полотна быстро сворачиваться в рулон и быть обратно развернутым, можно сэкономить много времени при переездах строительной техники и смещении строительной площадки по ходу работ в масштабах многокилометровых участков строительства трубопровода. Компактность такого полотна в рулонном виде также является преимуществом, поскольку облегчает его транспортировку.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*) / Госстрой. М.: ФАУ «ФЦС», 2013. 93 с.
2. Мобильные дорожные покрытия МОБИСТЕК [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://steklonit.com/jml/images/pdf/TDS\\_MOBISTEK\\_Mobile\\_Road\\_Pavement\\_rus.pdf](https://steklonit.com/jml/images/pdf/TDS_MOBISTEK_Mobile_Road_Pavement_rus.pdf), свободный (дата обращения 11.11.2021).
3. Мобильные дорожные покрытия FAUNTrackway [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://megmar.pl-faun-trackway/?lang=ru>, свободный (дата обращения 11.11.2021).

УДК 69.059.25

### **ПРОБЛЕМАТИКА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОВ РЕМОНТА ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*Д.А. Шамсутдинов, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время проектирование и производство магистральных и промышленных трубопроводных систем с изоляционными покрытиями должно обеспечивать долговечную и непрерывную работу этих систем. Не смотря на качественно выполненную работу по нанесению изоляционных и тепловых покрытий магистральных трубопроводов, нельзя исключать вероятность возникновения различных дефектов при выполнении изоляционно-укладочных работ, при транспортировке трубопроводов, а также в процессе эксплуатации магистральных и промышленных трубопроводных систем.

В соответствии с вышесказанным уже известны технологии ремонта таких изоляционных покрытий как [1]: полиэтиленовых, эпоксидных, ленточных, битумных. Рассматривая всю многогранность ремонта различных покрытий, можно выделить что-то общее в их технологии, а именно: первоначальным этапом всех работ является очистка ремонтируемой поверхности от различных видов загрязнений, затем следует нагрев и осушка ремонтируемого участка, после идет удаление поврежденного или отслоенного покрытия с поверхности и очистка металла трубопровода от ржавчины, если таковая есть, и уже завершающим этапом является нанесение того или иного изоляционного покрытия на поверхность изделия. В самих технологиях ремонта различных покрытий перечисляются не только условия, необходимые для проведения соответствующего ремонта, но также и оборудование необходимое для осуществления определенного типа работ.

Проблемой современных методов ремонта изоляционных покрытий является дороговизна и затрата большого количества времени для выполнения различных работ по устранению дефектов изоляции на магистральных и промышленных трубопроводах.

Было рассмотрен патент [2], особенностью данного способа является применение оборудования, которое не создает механической нагрузки на поверхность трубопровода и не имеет искрообразующего механического контакта рабочих инструментов при очистке, подготовке поверхности и изолировании труб, а также существуют мероприятия для сохранения общего ритма технологического процесса, предотвращения простоя, а как следствие, для экономии времени и средств: после окончания процесса нанесения нового покрытия трубопровода на первом отдельном участке на нем начинается процесс обретения прочности (полимеризации) нового покрытия, на втором участке – нанесение нового покрытия трубопровода, на третьем участке начинается процесс подготовки поверхности трубопровода под нанесение нового изоляционного покрытия, а снятие старой изоляции выполняют на последнем участке. Окончательно выполняются земляные рекультивационные работы, осуществляется перебазирование техники к следующим подготовленным участкам и далее порядок технологических операций повторяется.

Таким образом, данный способ обеспечивает проведение ремонта изоляционного покрытия без остановки транспортирования по нему продукта (газа, нефти и т.п.) и уменьшение времени на выполнение ремонтных работ.

Несмотря на то, что вышеуказанный метод снижает время выполнения работ, связанных с ремонтом изоляционных покрытий, в нем существует проблема с многочисленным выполнением земляных работ, тем самым дороговизна этих работ увеличивается, и при чем очень значительно. Поэтому в наше время решение проблем связанных с выполнением ремонтных работ является актуальной задачей для выполнения.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мустафин Ф.М. Защита трубопровода от коррозии: Т.1. Учеб. пособие для вузов. СПб.: Недра, 2005. 617с.
2. Способ ремонта изоляционного покрытия трубопровода: пат. 2460930 Рос. Федерация; заявл. 23.10.2008; опубл. 27.04.2010, бюл. №12.

УДК 622.692.4.053

### **ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ КОМПЕНСАЦИОННЫХ БЛОКОВ ЛИНЕЙНО-ПРОТЯЖЕННЫХ НАДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА**

*И.Н. Шахметов, Н.В. Чухарева, ТПУ, г. Томск*

Выбор способов прокладки магистральных нефтепроводов (МН), расположенных в зонах пучинистых грунтов и в зонах распространения многолетнемерзлых участков (ММГ), относится к сложным инженерным задачам, решаемым

мым для снижения воздействия трубопровода на окружающие его грунты и сохранения устойчивого положения в процессе эксплуатации. Кроме того, изменение реологических параметров транспортируемой среды, возникающее вследствие воздействия отрицательных температур, определяет высокие температурные режимы перекачки нефти и указывает, что надземная прокладка для данных участков является наиболее оптимальным способом.

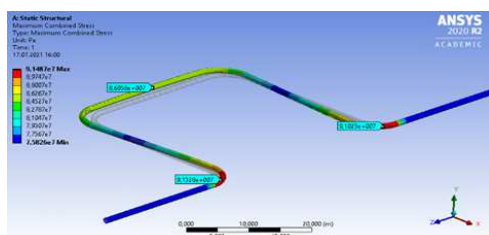
Как показывает литературный обзор, реализация указанных технических решений невозможна без применения компенсационных блоков различной конструкции: Г-, Z-, П-образный (ПТ) и трапецевидный типы (ТТ) компенсаторов. Если речь идет о протяженных участках надземного МН, то, согласно [1], основными являются два последних типа. Поэтому на стадии проектирования возникает вопрос о выборе оптимального варианта исполнения.

Решение указанной задачи может быть достигнуто при использовании современных методов инженерного анализа, позволяющих определять прочностные параметры конструкций и элементов, относящихся к объектам трубопроводного транспорта нефти, например, как показано в [1-3].

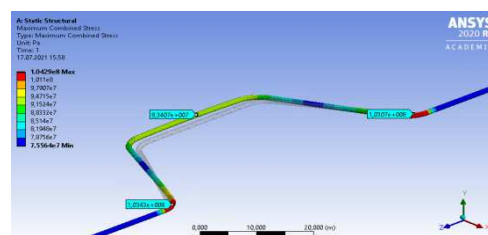
В данной работе при помощи программного комплекса ANSYS было проведено исследование надземного участка МН (1020x16 мм) с компенсационными блоками ПТ и ТТ. В качестве нагрузок принимали постоянное рабочее давление 5 МПа и температуру подогретой нефти от 50 до 70 °С. Учитывая, что строительство трубопроводов на ММГ проводится преимущественно в зимний период, то за среднюю температуру фиксации (сварки) принимали минус 20 °С. Марка стали нефтепровода – 09Г2БФ.

Построение геометрических моделей проводили из учета одинакового количества трубных секций на компенсатор (6 шт.) и одинаковой протяженности прямолинейных участков. Угол отводов для ТТ принимали 45°. Роль неподвижных опор, ограничивающих компенсационный блок, выполняла жесткая фиксация торцов трубопровода. Так как проектируемый надземный участок МН имел продольно-подвижные опоры плеч компенсаторов, им задавали только продольные перемещения. Радиус скругления отводов, рассчитанный по СП 36.13330.2012, составил 5100 мм.

Полученные результаты расчета свидетельствуют о разных параметрах изменения напряженно-деформированного состояния ПТ и ТТ (таблица 1, рисунок 1), что определялось напряжениями и перемещениями конструкций.



а) П-образная конструкция



б) трапецевидная конструкция

Рисунок 1 – Области концентраций напряжений компенсаторов

Увеличение температуры нагрева нефти привело к возрастанию рассмотренных характеристик (таблица 1), независимо от выбранной модели.

Таблица 1 – Результаты исследования

| Параметры                    | Типы компенсаторов                   |      |      |       |      |       |
|------------------------------|--------------------------------------|------|------|-------|------|-------|
|                              | ПТ                                   | ТТ   | ПТ   | ТТ    | ПТ   | ТТ    |
|                              | температура перекачиваемой нефти, °С |      |      |       |      |       |
|                              | 50                                   |      | 60   |       | 70   |       |
| Максимальное перемещение, мм | 46,5                                 | 73,2 | 52,2 | 82,1  | 57,8 | 90,9  |
| Максимальное напряжение, МПа | 88,5                                 | 98,8 | 89,9 | 101,5 | 91,5 | 104,3 |

Установлено, что по сравнению с конструкцией ПТ для ТТ характерны более высокие значения максимальных перемещений и напряжений. Это является следствием более высокой жесткости трапециевидного компенсатора. Представленные закономерности согласуются с ранее проведенными авторскими исследованиями [1], но при условии перекачки ненагретой нефти.

При интерпретации полученных данных с точки зрения металлоемкости проекта, следует учесть то, что ТТ, обладая большей подвижностью, увеличивает размеры ростверка надземных опор. С другой стороны, материально-технические затраты могут быть компенсированы за счет снижения общей протяженности линейной части надземного участка МН при условии большей длины компенсатора ТТ. Также отметим, что при перекачке нефти под меньшими углами поворота следует ожидать снижения объема гидравлических потерь и наилучшие условия для прохождения средств очистки и диагностики по отношению к П-образному компенсатору. Тем самым, вышеизложенное формирует существенные достоинства в пользу выбора конструкции трапециевидной формы.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мальцев С. А. Анализ конструктивных решений компенсаторов надземных нефтепроводов в районах высокого градиента температур на примере нефтепровода Харьягинского нефтяного месторождения // Жилищное хозяйство и коммунальная инфраструктура. – 2020. – №. 1. – С. 31-39.
2. З.А. Бешерян, И.Ф. Кантемиров. Оптимальные конструктивные параметры при надземной прокладке линейно-протяженных магистральных трубопроводов // Трубопроводный транспорт-2020: материалы XV Международной учебно-научно-практической конференции. 2020. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 160-163.
3. Bikmukhametov D. F., Korobkov G. E., Yanchushka A. P. Features of Aboveground Pipeline Compensation Part Stress-Deformed Study at Permafrost // Modern Applied Science. – 2015. – Т. 9. – №. 8. – С. 204.



## ПРИМЕНЕНИЕ ХОЛОДНОРЕЖУЩЕГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ РЕМОНТА ЛИНЕЙНЫХ И ПЛОЩАДНЫХ ОБЪЕКТОВ МН

*И.В. Шкутов, Е.Е. Яворская, УГТУ, г. Ухта*

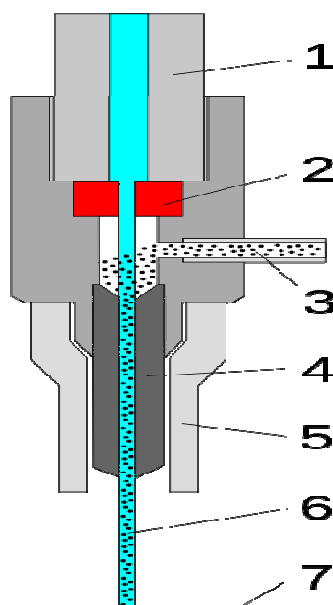
Применение холоднорежущего комплекса для ремонта линейных и площадных объектов магистрального нефтепровода, это многофункциональная установка, для резки любого материала, с помощью смеси воды и абразива, выходящего под большим давлением из специального сопла. Данная установка, это холоднорежущий инструмент, позволяющий сократить время остановки МН, обеспечить безопасность и качество выполняемых работ. Применение данной технологии несет в себе экономический эффект, позволяющий сэкономить большое количество средств.

В настоящее время на предприятиях ПАО «Транснефть» используется безогневая механическая резка (МРТ).

Безогневая резка — это механическая резка трубопрокатной продукции, осуществляемая специальными машинами или приспособлениями с помощью фрез или роликовых резцов, без побочного выделения огня и искр.

Гидроабразивная резка - вид обработки материалов резанием, где в качестве режущего инструмента вместо резца используется струя воды или смеси воды и абразивного материала, выпускаемая с высокой скоростью и под высоким давлением. В природе подобный процесс, протекающий естественным образом, называется водной эрозией.

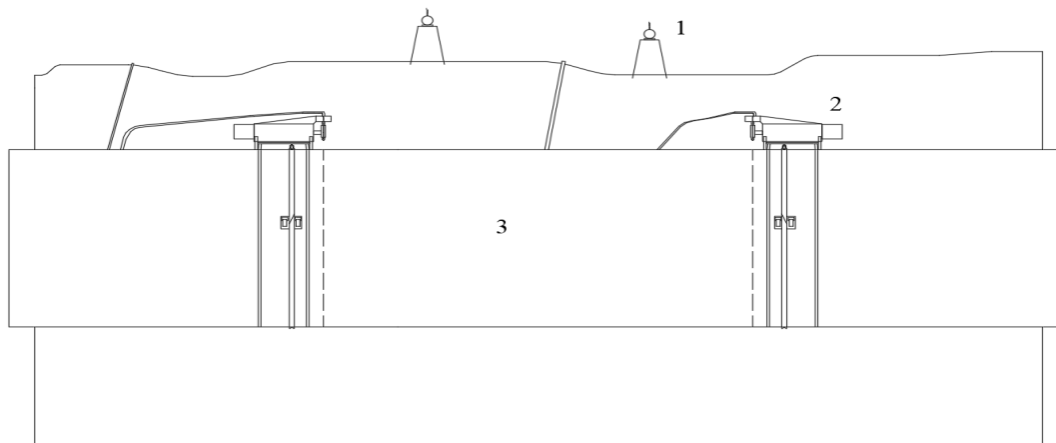
Гидроабразивная технология – это холоднорежущая технология, что позволяет использовать ее даже во взрывоопасных средах (неочищенных от нефти и газо-продуктов трубопроводов и емкостей различных форм и объемов) без риска взрыва и воспламенения.



1 - подвод воды под высоким давлением; 2 - сопло; 3 - подача абразива; 4 - смеситель;  
5 - кожух; 6 - режущая струя; 7 - разрезаемый материал

Рисунок 1 - Схема сопла гидроабразивной резки

К соплу подается готовая водоабразивная смесь 90% воды + 10% абразива. Рабочая смесь из воды и абразива проходит через смесительную трубку диаметром 0,6-1,2 мм, смесь перемешивается только в смесителе, что позволяет избежать присутствия искры при гидроабразивной резке. Под давлением воды, твердые частицы абразива или же кварцевого песка пробивают частицы металла.



1 – дистанционный пульт управления гидроабразивной установкой;

2 – гидроабразивная установка; 3 – нефтепровод

Рисунок 2 - Вырезка «катушки» гидроабразивной установкой

В данный момент ведется разработка данного проекта на колесной базе КАМАЗа 3х3.

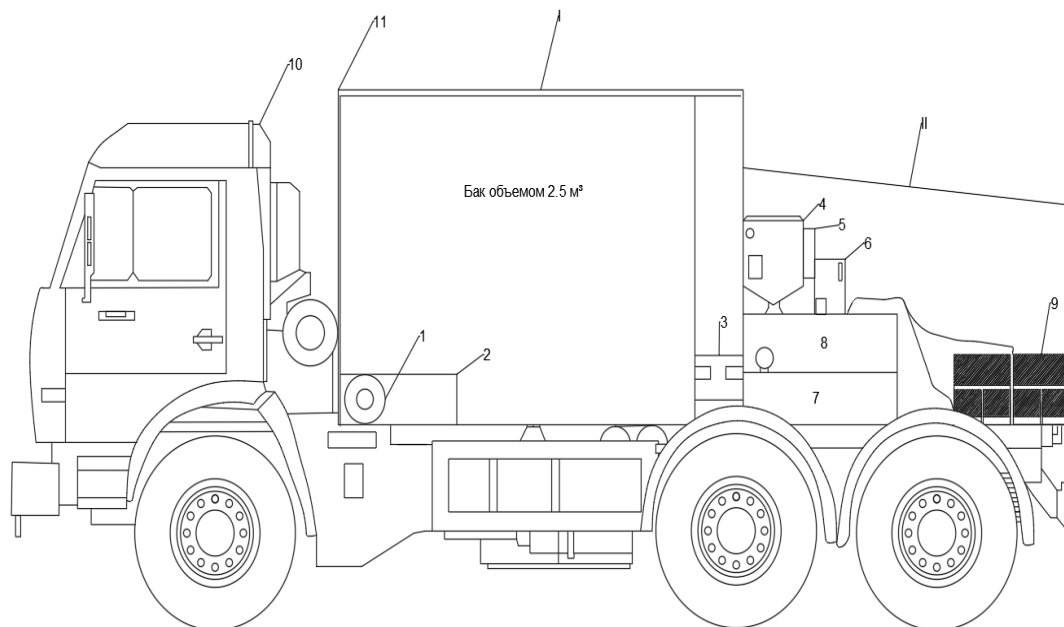


Рисунок 3 – Разработка проекта на колесной базе КАМАЗа 3х3

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Официальный сайт АО «Транснефть-Север» [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://north.transneft.ru/>
2. Официальный сайт ООО «BRASS» [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://brass.su/>
3. Гидроабразивная резка Материал из Википедия [Электронный ресурс] Режим доступа:
4. Машины для безогневой резки «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» «Приволжскнефтепровод» [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.sng.ru/pdf/main\\_482.pdf](http://www.sng.ru/pdf/main_482.pdf)

УДК 622.692.4.076.620.193/.197

### **ВЛИЯНИЕ РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ПРОВОДИМОСТЬ И КОРРОЗИОННЫЕ СВОЙСТВА**

*Г.Н. Юнусова<sup>а</sup>, Л.П. Худякова<sup>а</sup>, Р.А. Харисов<sup>а, б</sup>, И.Р. Фархетдинов<sup>а, б</sup>,  
а – ООО «НИИ Транснефть», б – УГНТУ*

Основной задачей трубопроводного транспорта нефтепродуктов является сохранение качества перекачиваемого продукта и обеспечение безопасности эксплуатации МНПП [1-2].

Безводные нефтепродукты, состоящие из неполярных или слабополярных углеводородов, являются диэлектриками, однако биозараженность продуктов и наличие в их составе даже незначительных количеств воды и полярных соединений при перекачке могут ухудшать качество топлив. При этом в топливах могут накапливаться заряды, меняться величина их электрической проводимости, повышаться коррозионная активность.

В результате жизнедеятельности микроорганизмов происходит постепенная деструкция нефтепродуктов, изменение их фракционного состава, образование водорастворимых кислот [2].

Исследование влияния скорости перекачки топлива на изменение их качества и состояния поверхности металла трубопровода проводилось на реактивном топливе ТС-1 и смесях с дизельным топливом (ДТ) и подтоварной водой (с содержанием в смеси ДТ – 0,5 % и воды – 0,1% по объему).

Микробиологический анализ нефтепродуктов проводили методом предельного разведения посевом на элективные среды и регистрацию наличия или роста бактерий во флаконах после инкубации в термостате при температуре 34°C.

Микробиологическая зараженность реактивного топлива составляла  $10^3$  КОЕ/мл углеводородокисляющих бактерий (УОБ) – микроорганизмов, активно окисляющих углеводороды нефти.

Коррозионные испытания проводились гравиметрическим методом (ГОСТ 9.506-87) при комнатной температуре на образцах трубопроводной стали, вырезанных из фрагмента стенки нефтепродуктопровода (сталь 17Г1С).

В ходе экспериментальных исследований с помощью верхнеприводных мешалок с регулируемым числом оборотов моделировались режимы транспор-

тировки нефтепродуктов со скоростью до 2 м/с (скорость перемешивания - 600, 1000, 2000 и 3000 об/мин), при этом рассчитывалась скорость течения нефтепродукта рядом с поверхностью образца материала трубопровода ЛЧ МНПП). Расчет усредненной скорости потока, проводимый по РД 26-01-90-85 «Механические перемешивающие устройства», показал, что частота вращения мешалки 600 об/мин соответствует скорости потока среды 0,37 м/с, 1000 об/мин – 0,61 м/с, 2000 об/мин – 1,21 м/с и 3000 об/мин – 1,83 м/с. Время испытаний составляло 12 часов.

Определение удельной электрической проводимости, характеризующейся содержанием органического вещества, наличием растворимых солей и их сочетания, до и после коррозионных испытаний топлива и смесей проводилось в соответствии с ГОСТ 25950 прибором ЭЛ-4М6.

Результаты коррозионных испытаний при различных режимах транспорта нефтепродуктов и значения электропроводимости топлив приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты исследований влияния режимов перекачки нефтепродуктов на скорость коррозии

| № п/п | Среда                                       | Режимы перекачки, скорость потока, м/с | Скорость коррозии, мм/год |
|-------|---------------------------------------------|----------------------------------------|---------------------------|
| 1     | 2                                           | 3                                      | 4                         |
| 1     | ТС-1, ДТ (0,5%),<br>подтоварная вода (0,1%) | 1,83                                   | 0,4561±0,1768             |
| 2     |                                             | 1,21                                   | 0,3723±0,0898             |
| 3     |                                             | 0,61                                   | 0,1676±0,0369             |
| 4     |                                             | 0,37                                   | 0,0054±0,0011             |
| 5     | ТС-1                                        | 1,83                                   | 0,1815±0,1209             |
| 6     |                                             | 1,21                                   | 0,1251±0,0260             |
| 7     |                                             | 0,61                                   | 0,0552±0,0016             |
| 8     |                                             | 0,37                                   | 0,0014±0,0002             |

На рисунке 1 приведены значения удельной электропроводимости реактивного топлива ТС-1 и смеси ТС-1, ДТ и подтоварной воды в зависимости от скорости потока при коррозионных испытаниях

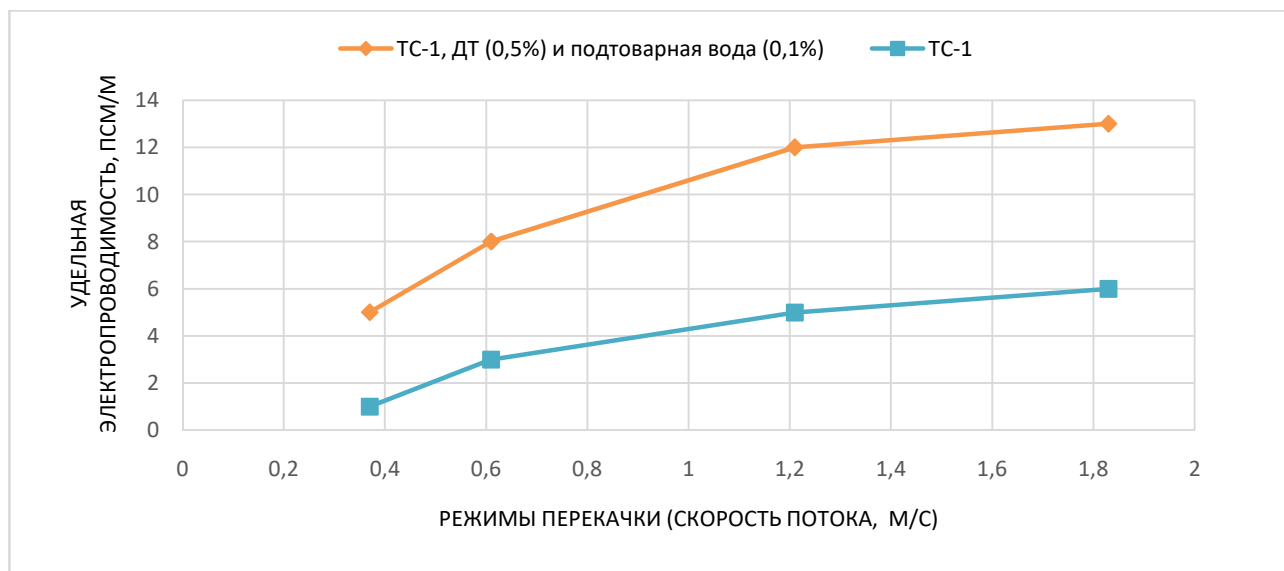


Рисунок 1 – Влияние режимов перекачки нефтепродуктов на удельную электропроводность

Экспериментальные исследования влияния режимов перекачки нефтепродуктов на изменение их электропроводности и скорости коррозии образцов материала трубопровода линейной части МНПП показали, что удельная электропроводность растет при повышении скорости потока топлива. Скорость коррозии также растет с повышением электропроводности как чистого реактивного топлива, так и смеси с дизельным топливом и подтоварной водой, причем для смеси значения исследуемых показателей выше, чем для чистого топлива.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. С.Б. Хотничук и др. 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. Л. П. Худякова, А. А. Шестаков, Р.А. Харисов, И. Р. Фархетдинов, Г.П. Хованов, Ф.В. Тимофеев, А.А. Новиков. Исследование влияния биозараженности перекачиваемых нефтепродуктов на коррозионную стойкость трубной стали и воздействия коррозионных процессов на качество топлива // Ж. Нефтяное хозяйство – 2020. – № 10. - С. 94-98.

УДК 622.692.4.076.620.193/.197

#### **ВЛИЯНИЕ БИОЗАРАЖЕННОСТИ НЕФТИ НА ЛОКАЛИЗАЦИЮ ПРОЦЕССА КОРРОЗИИ ПОВЕРХНОСТИ МЕТАЛЛА НЕФТЕПРОВОДА**

*Г.Н. Юнусова<sup>а</sup>, Л.П. Худякова<sup>а</sup>, Р.А. Харисов<sup>а,б</sup>, А.Д. Хажиев<sup>а</sup>,  
И.Р. Фархетдинов<sup>а,б</sup>, а – ООО «НИИ Транснефть», б – УГНТУ*

При хранении и транспорте биозараженных нефти и нефтепродуктов присутствующие в них углеводородокисляющие микроорганизмы образуют сообщества, жизнедеятельность которых приводит к окислению нефтяных углеводородов, причем каждый вид микроорганизмов использует определенные группы углеводородов. К микроорганизмам, способным усваивать углеводороды нефти, относятся различные виды бактерий, микромицетов и дрожжей.

Влияние биозараженности нефти, топлив и подтоварной воды на их коррозионную активность подтверждается многими авторами [1-4].

Для роста углеводородоокисляющих бактерий (УОБ) и, следовательно, процесса биодеструкции нефти и нефтепродуктов достаточно тонкой пленки воды на поверхности или в глубине нефти и нефтепродуктов. При этом в среде накапливаются полупродукты окисления и органические кислоты, которые вызывают коррозию низколегированных сталей.

Как показали исследования [1], основной причиной развития локальных коррозионных дефектов, вплоть до сквозных, на внутренней поверхности металла (без покрытия), контактирующей с нефтью или нефтепродуктом является биокоррозия. В ассоциации с аэробными бактериями (АБ) почти всегда присутствуют анаэробные сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ). В действующем оборудовании и нефтепроводах колонии СВБ в виде множества бугорков, под которыми образуются язвенные поражения металла, располагаются в нижней части трубопроводов и на днищах резервуаров, где собирается подтоварная вода и нефтешлам. Через пористый осадок продуктов коррозии происходит поступление сернистых компонентов нефти и сульфатов к бактериям и выделение в среду сероводорода.

Для исследований влияния биозараженности на коррозионные свойства нефти использовали образцы биозараженной нефти, отобранные с нижней образующей нефтепровода и донной части резервуаров.

Микробиологический анализ нефти осуществлялся методом предельного разведения посевом на элективные среды и регистрации наличия или роста бактерий во флаконах после инкубации в термостате при температуре 34°C.

Коррозионные испытания проб нефти проводили гравиметрическим методом на трубопроводной стали 17Г1С при комнатной температуре (ежедневно 8 часов – перемешивание испытательной среды с помощью магнитной мешалки (600 об/мин) и 16 часов в статике, время испытаний 30 суток). Глубину питтингов (язв) определяли по выборке из 3-5 наиболее визуально глубоких коррозионных поражений с помощью оптического микроскопа. Скорость коррозии  $V_{\text{ЛОК}}$  (мм/год) рассчитывали, как рост питтинга (в мм) в единицу времени (год).

Результаты коррозионных и микробиологических исследований проб нефти приведены в таблице 1.

Таблица 1 - коррозионных испытаний и анализа биозараженности проб нефти

| №<br>п/п | Среда                 | Количество микроорганизмов<br>(титр), КОЕ/ см <sup>2</sup> |                 |                 | V<br>мм/год<br>общ. | V<br>мм/год<br>лок. |
|----------|-----------------------|------------------------------------------------------------|-----------------|-----------------|---------------------|---------------------|
|          |                       | СВБ                                                        | АБ              | УОБ             |                     |                     |
| 1        | 2                     | 3                                                          | 4               | 5               | 6                   | 7                   |
| 1        | Нефть (вход НПС «А»)  | 10 <sup>2</sup>                                            | 10 <sup>1</sup> | 10 <sup>2</sup> | 0,0006±0,0001       | 0,099               |
| 2        | Нефть (выход НПС "А") | 10 <sup>2</sup>                                            | 10 <sup>2</sup> | отс.            | 0,0004±0,0001       | 0,100               |
| 3        | Нефть (РВС 1 НПС "Б") | 10 <sup>3</sup>                                            | отс.            | 10 <sup>2</sup> | 0,0006±0,0001       | 0,141               |
| 4        | Нефть (РВС 2 НПС "Б") | отс.                                                       | отс.            | 10 <sup>1</sup> | 0,0005±0,0001       | 0,063               |

Анализ биозараженности отобранных проб нефти показал присутствие в нефти СВБ в количестве  $0-10^3$  КОЕ/  $\text{см}^2$ , АБ –  $0-10^1$  КОЕ/  $\text{см}^2$  и УОБ в количестве от 0 до  $10^2$  КОЕ/  $\text{см}^2$ .

На основании результатов микробиологических исследований рассчитывались индексы биозараженности проб нефти, учитывающие их микробиологический состав (каждому из показателей микробиологической зараженности в зависимости от полученной величины присваивалось значение от 1 до n, индекс биозараженности определялся как произведение всех показателей).

Зависимость скорости общей и локальной коррозии от индексов биозараженности нефти приведена на рисунке 1.

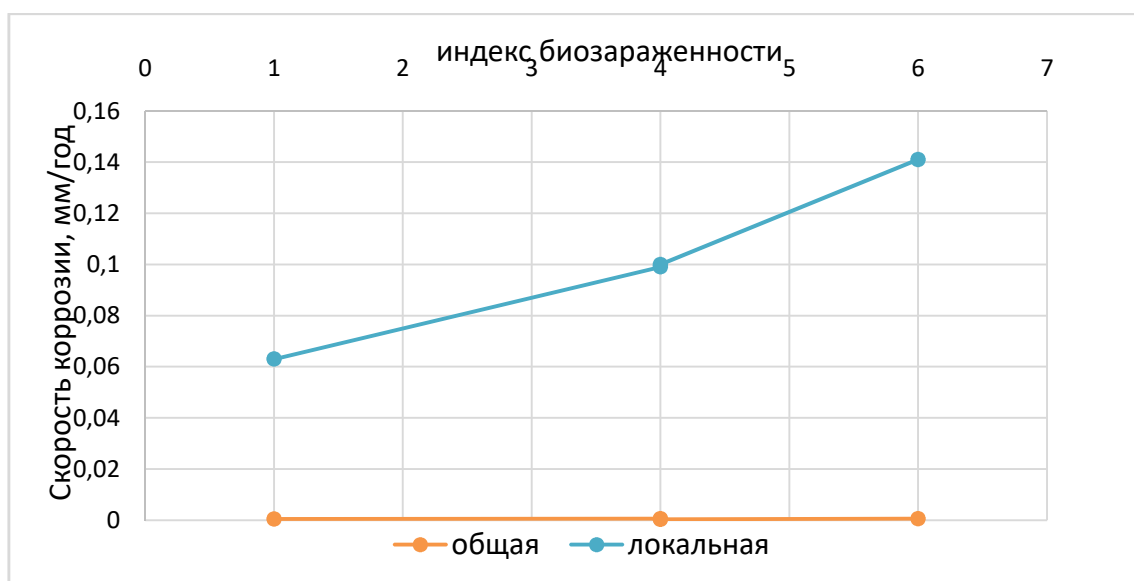


Рисунок 1 – Влияние биозараженности нефти на скорость коррозии

Как следует из таблицы и рисунка скорость общей коррозии практически не зависит от индекса биозараженности нефти и составляет 0,0004 – 0,0006 мм/год. Скорость локальной более чем на 2 порядка выше общей и возрастает при увеличении биозараженности нефти.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Кушнарченко В.М., Чирков Ю.А, Репях В.С., Ставишенко В.Г. Биокоррозия стальных конструкций. //Вестник ОГУ. - № 6 (142) – 2012. - С. 160-164.
2. Т.Д. Ямпольская, Т.В. Шахалай. Биоповреждения горюче-смазочных материалов в условиях северных регионов. //Известия Самарского научного центра Российской академии наук. - 2010. - Т. 12, №1(5). - С. 1250-1255.
3. Л. П. Худякова, А. А. Шестаков, Р.А. Харисов, И. Р. Фархетдинов, Г.П. Хованов, Ф.В. Тимофеев, А.А. Новиков. Исследование влияния биозараженности перекачиваемых нефтепродуктов на коррозионную стойкость трубной стали и воздействия коррозионных процессов на качество топлива //Ж. Нефтяное хозяйство – 2020. - № 10. - С. 94-98.
4. Сухаревич В. И, Кузикова И. Л., Медведева И. Г. Защита от биоповреждений, вызываемых грибами. – СПб: ЭЛБИ-СПБ. - 2009 г.

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОСФЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ**

*М.С. Ягдарова, С.Д. Барахнина, К.А. Маликова, УГНТУ, г. Уфа*

Освоение и добыча углеводородов на морском шельфе в Мировом океане имеют уже довольно длительную историю. В настоящее время на акватории шельфа добывается примерно 35 % от общемирового объема добычи углеводородного сырья. Динамика роста нефтедобычи в море в настоящее время более чем в 5 раз превышает добычу на суше, а к 2020 г. в балансе мира ожидается прирост морской добычи углеводородов до 65 % [1-3]. Статистика показывает, что первоочередной задачей в обеспечении пожарной и промышленной безопасности на объектах морского шельфа является соблюдение законодательной базы при проектировании, строительстве и эксплуатации объектов транспорта нефти. С учетом малой освоенности морского шельфа (в особенности в арктическом регионе) законодательная база по данным объектам на данный момент является слабой [2].

Юридический статус оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) определен российским законодательством, однако содержание и методология ОВОС для морских нефтегазовых работ до настоящего времени не получили окончательного оформления в нормативно-технических и методических документах [5]. Соответствующие требования вырабатываются эмпирически по мере реализации проектов, выполняемых и намеченных к разработке на континентальном шельфе России. Учитывая, что развитие российской морской нефтегазовой отрасли характеризуется многосторонним иностранным участием, достаточно распространенным оказалось применение зарубежных и международных требований (директивы Всемирного Банка по экологической оценке проектов; экологические процедуры Международной финансовой корпорации; руководства Европейской экономической комиссии и E&P Forum).

Указанные документы имеют как самостоятельное значение, так и оказывают влияние на формирование российской нормативно-методической базы через реализацию ряда международных проектов по вопросам охраны окружающей среды.

Экологические условия реализации конкретных проектов формируются поэтапно, начиная с условий лицензионных соглашений, экспертизы деклараций о намерениях и проектной документации. Это осуществляется регулирующими органами обычно в форме предложений и замечаний к экологическим (природоохранным) разделам представляемых документов. По инициативе оператора проекта (инвестора) регулирующие органы могут издавать специальные распоряжения и указания по конкретным проектам, что получает развитие в практике подготовки так называемых «специальных технических условий на проектирование и/или строительство», в которых заранее оговариваются экологические условия и, тем самым, упрощается дальнейшее взаимодействие с регулирующими органами на этой основе.



Российский термин «система мероприятий по охране окружающей среды» аналогичен западному понятию «EnvironmentManagementPlan» и относится ко всем организационно-техническим мерам, оборудованию, системам контроля, управления и отчетности, создаваемых в целях обеспечения охраны окружающей среды путем снижения техногенных воздействий и нагрузок на компоненты окружающей среды [2]. С точки зрения охраны воздушной среды особую озабоченность вызывает вопрос о применимости российских требований к проектам, реализуемым в исключительной экономической зоне [4]. Имеется определенная противоречивость и в отношении допустимости сброса в море таких продуктов нормальной эксплуатации объектов морской нефтегазодобычи, как буровые шламы и пластовые воды. Существенные проблемы возникают в распространении законодательных актов режима охраны прибрежных вод на исключительную экономическую зону в целом [3].

Анализ российской законодательно-правовой базы и практики нормативного регулирования режимов охраны окружающей среды при осуществлении хозяйственной деятельности показал, что при реализации проектов разведки и разработки арктических нефтегазовых месторождений должны соблюдаться следующие основные принципы:

- обязательность проведения ОВОС;
- согласование экологических условий и ограничений;
- разработка системы мероприятий по охране окружающей среды;
- создание системы управления охраной окружающей среды;
- учет эколого-экономических аспектов проекта.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абдрахманов, Н.Х., Тимофеев, А.А., Шарафиев, Р.А. и др. Техносферная безопасность на предприятиях нефтегазовой отрасли. Учеб. пособие под общей ред. Р.Г. Шарафиева/Н.Х. Абдрахманов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – 304 с.
2. Бахтизин, Р.Н., Радионова, С.Г., Лисин, Ю.В. и др. Энциклопедия безопасности жизнедеятельности. Учеб. пособие / Р.Г. Шарафиев, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев, В.В. Ерофеев. – М.: Недра, 2016. – 719 с.
3. Киреев, И.Р., Бисенгулова, Э.М., Барахнина, В.Б. Новый способ защиты от коррозии резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Тезисы докладов XIV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2019», 23-24 мая 2019 г., – Уфа: Издательство УГНТУ, 2019. – С. 247-248.
4. Фаттахова, Э.З., Барахнина, В.Б. О практике снижения минимальных безопасных расстояний при строительстве объектов магистральных трубопроводов. Экологический вестник России, №6, 2014. – С. 20-23.
5. Янтирякова, А.Р., Сайфуллина, А.Ш., Барахнина, В.Б. Анализ возможных сценариев возникновения и развития аварий на морских участках нефтепроводов. В кн.: Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2016», Уфа, Издательство УГНТУ, 2016. – С. 329-331.

## **ВЛИЯНИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ НА КРИТЕРИИ, ОПИСЫВАЮЩИЕ РЕАЛИЗАЦИЮ ХРУПКОГО МЕХАНИЗМА РАЗРУШЕНИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*М.З. Ямилев, Е.А. Тигулев, ООО «НИИ Транснефть», УГНТУ, г. Уфа*

Расчетная оценка несущей способности сварных соединений магистральных трубопроводов в зависимости от условий нагружения (участка трубопровода, температурных условий) может основываться на разных механизмах разрушения. Анализ разрушений сварных соединений магистральных трубопроводов, проведенный в предыдущих исследованиях [1] показывает, что эксплуатационные условия зачастую приводят к хрупкому или квазихрупкому механизму разрушения участков сварных соединений. Механика такого разрушения использует локальные характеристики (критерии разрушения).

Вместе с тем, механическая неоднородность сварных соединений, являющаяся следствием термодетформационного цикла сварки, является одним из факторов [2], который может оказывать влияние на изменение указанных локальных характеристик. Актуальным является вопрос исследования зависимости характеристик хрупкого разрушения, изменяющихся при нагружении в том числе и в зависимости от показателей механической неоднородности.

Реализации квазихрупкого разрушения соответствует переходная стадия деформирования, в ходе которой в области вершины трещины происходит развитие пластических деформаций локально. Образование локальных зон концентрации напряжений, как показано в работах [1-3], происходит под непосредственным влиянием зон механической неоднородности. Развитие пластических деформаций в локальных зонах далее может предопределить направления неустойчивого распространения трещины, интенсификацию её докритического роста. При этом наиболее применимыми критериями в описанной стадии деформирования являются [4]: критерий критического раскрытия трещины  $\delta_c$ , метод R-кривых, J-интеграл, T-напряжения, общий энергетический критерий.

Физический смысл критерия критического раскрытия трещины заключается в оценке условий исчерпания предельной пластичности материала в окрестности вершины трещины. Момент начала распространения трещины в пределах элементарного объема в зоне предразрушения высотой  $S$  происходит, когда достигается предельная деформация  $\varepsilon_k = \delta/S$ , где  $\delta$  – удлинение элементарного объема в процессе деформации. Применение подобного подхода позволяет установить связь трещиностойкости материала, в том числе и разнородного, и параметрами структуры материала [4].

В других подходах, основанных на применении метода R-кривых и J-интеграла при построении критериев распространения трещин в квазихрупких материалах, используется баланс скоростей изменения энергии тела при развитии трещины. При этом указанные параметры имеют ряд ограничений в применении, особенно при повышенной пластичности деформирования материала.

Поэтому в инженерной практике чаще применяется критерий критического раскрытия трещины [4].

При анализе предельно-равновесного состояния и характера разрушения сварного соединения, ослабленного трещиноподобным концентратором, необходимо знать форму и размеры зоны пластической деформации в его вершине. При этом часто используемые в предшествующих исследованиях [4] полосы текучести в качестве зон пластических деформаций под действием зон механической неоднородности будут видоизменяться. Определяемые локальные области пластического деформирования вследствие влияния зон механической неоднородности, пересекающиеся с областями пластического деформирования в зоне трещиноподобного концентратора напряжений, будут в конечном итоге задавать криволинейные формы пластических полос и общие пониженные значения критических напряжений. Зоны пластического деформирования не являются симметричными и с достаточной степенью точности могут быть описаны методами характеристик (методами поиска плоскостей максимальных касательных напряжений), приведенных в частности в работе [2].

$\theta_{M,T} = \alpha_{ск} \pm 0,5 \arcsin \left( \frac{2}{3} \sqrt{(n+1)(2-n)} \frac{K_B-1}{K_B} \right)$  – углы раскрытия трещины в соседних зонах механической неоднородности;

$\alpha_{ск} = \arctg \sqrt{\frac{n+1}{2-n}}$  – переменный угол наклона линий характеристик;

$n = f(n_y)$  – переменное значение параметра двухосности.

Определяющие критерий критического раскрытия трещины углы ( $\theta_{M,T}$ ) для каждого типа сварного соединения далее могут быть функционально связаны с распределением прочности по объему сварного соединения. Таким образом, в практической плоскости критерий трещиностойкости может быть определен зависимостью, включающей в себя учет влияния зон механической неоднородности магистральных трубопроводов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Неганов Д.А. Комплексный анализ прочности магистральных нефтепроводов //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 2. С. 128–136.
2. Тигулев Е.А., Кантемиров И.Ф., Распопов А.А., Ямилев М.З. Исследование напряженного состояния механически неоднородных сварных соединений магистральных трубопроводов с поверхностным трещиноподобным дефектом//Нефтяное хозяйство. 2021. № 5. С. 122-126.
3. Ямилев М.З., Тигулев Е.А., Юшин А.А., Распопов А.А., Кантемиров И.Ф. Оценка механической неоднородности сварных соединений трубопроводов/Нефтяное хозяйство. 2020. № 11. С. 128-131.
4. Холл В., Кихара Х., Зут В., Уэлс А.А. Хрупкие разрушения сварных конструкций/М: Машиностроение, 1974. – 320 с.

**СЕКЦИЯ**  
**«ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ**  
**ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»**

## УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛА УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПЛОЩАДИ ЯНГКМ

*А.Ф. Арсланова, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа*

Система теплоснабжения производственной площади ЯНГКМ включает в себя котельную установку, в которой установлены два котла «Vitomax 200» производства фирмы «VIESSMANN», предназначенную для теплоснабжения зданий и сооружений площадки. Установка оборудована двумя водогрейными котлами, теплопроизводительностью 3,9МВт (3,35 Гкал/ч) каждый (один – рабочий, один – резервный).

Котлы «Vitomax 200» укомплектованы собственной автоматикой типа Vitotronic 100, предусматривающей плавное регулирование мощности горелки в зависимости от температуры воды в котле и осуществляют управление электроприводом задвижки на прямой линии из котла в зависимости от температуры обратной линии в котел, включение рециркуляционных насосов в случае понижения температуры в обратной линии в котел ниже допустимой. Одним из основных способов повышения эффективности водогрейных котлов является утилизация тепла уходящих газов.

Одним из вариантов утилизаций тепла уходящих газов является использование нагретого воздуха для обогрева открытых площадок, обогрева наружных лестниц (рисунок 1). Недостатком системы воздушного подогрева является недопустимость большой механической нагрузки на подогреваемую площадку и большой расход электроэнергии.

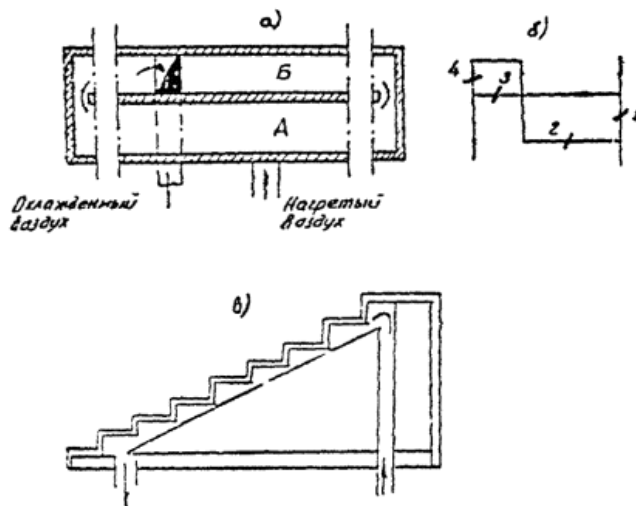


Рисунок 1 - Принципиальная схема установки с воздушным подогревом площадок

Подогретый воздух поступает в воздушные каналы, расположенные под площадкой, - подающие А, затем - в обратные Б, образующие замкнутый контур. Охлажденный воздух снова подается в систему подогрева.

Такая схема обеспечивает равномерное плавление снега на площадке только при длине каналов до 50 м. При большей их длине целесо-

образно применять схему (б), обеспечивающую возможность периодического изменения направления воздуха в каналах, для этого закрывают установленные в воздуховодах шиберы 1 и 4 открывают шиберы 2 и 3. Непременным условием является близость обогреваемой площадки к котельной, иначе будут велики потери тепла и электроэнергии на транспортирование теплоносителя.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Кунсбаев У.А., Трофимов А.Ю. Модернизация водогрейной котельной / В сборнике: Трубопроводный транспорт - 2016 Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции. 2016. С. 368-369.
- 2 Бурдыгина Е.В., Сулейманов А.М., Трофимов А.Ю., Хафизов Ф.М. Особенности системы отопления объектов добычи газа / В книге: Трубопроводный транспорт - 2008 Материалы IV Международной учебно-научно-практической конференции. 2008. С. 230-231.

УДК 622.692.4.07

### **ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

*Л.А. Ахметшина, Т.Р. Фазлеев, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа*

На протяжении десятилетий как в России, так и за рубежом применяются стальные трубопроводы. Основная масса относится к категории длительно эксплуатируемых систем: более 70 % по протяженности находятся в работе более 20 лет. Практический опыт показывает, что такие трубы почти всегда нуждаются в противокоррозионной защите.

Достаточно долгое время использовались антикоррозионные средства для увеличения срока эксплуатации трубопроводов, которые по своей стоимости значительно велики, но практически неэффективны. Перспективной альтернативой привычных стальных трубопроводов являются композитные [1].

Увеличение их применения для инженерных коммуникаций подтверждает их эффективность. Основные достоинства композитных труб - продолжительный срок эксплуатации (до 80 лет), отсутствие необходимости в системах электрохимзащиты ввиду неподверженности коррозионному разрушению, а также предельно низким значением шероховатости (0,0015 мм) и практически нулевой адгезионной способностью.

Лидером в разработке и изучении композитных трубопроводов в мире являются США. Над их разработкой и внедрением работают такие университеты как Массачусетский технологический университет, Хьюстонский университет [2]. Производителями являются крупные бренды, имеющие широкую развитую сеть поставщиков по всему миру (Турция, Китай, Россия), такие как FiratPlastik AŞ (Турция), BlueOcean (Китай), Kalde (Турция), Jakko (Турция).

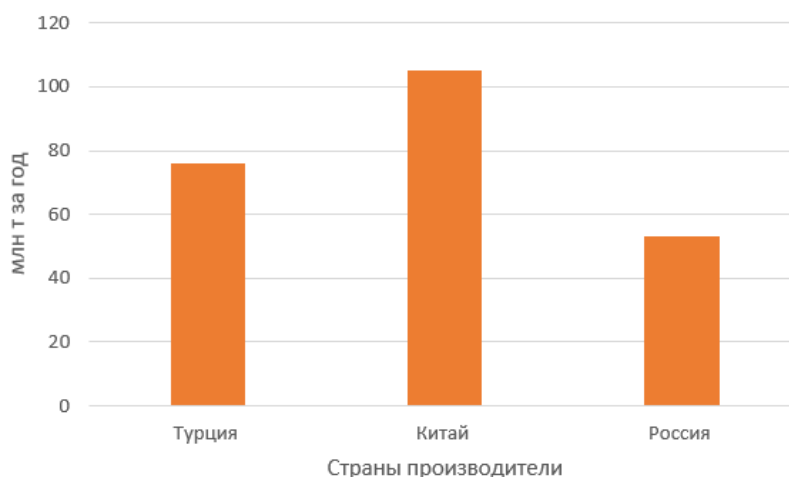


Рисунок 1 - Крупные производители композитных материалов

Одни из крупных представителей производства композитного материала в России: ПФК «СтилХолдинг» Ульяновская область, Димитровград; ООО ТК «Сибалюкс» Ростовская область, Ростов-на-Дону; ООО «НПО «ПроКомпозит», Таганрог; ООО «ПолиКомпозит», Псков.

Положительный мировой и отечественный опыт использования полимерных композитных труб в отсутствии коррозионного разрушения и внутритрубных отложений прогнозирует благоприятные перспективы их применения, в особенности для внутриквартальных распределительных сетей систем теплоснабжения.

Кроме высоких показателей надежности, композитные трубопроводы гарантируют минимальные затраты электроэнергии на сетевом насосе. За 10 лет эксплуатации стальных трубопроводных коммуникаций годовое потребление электроэнергии на привод сетевого насоса станет в 2,8 раза больше, чем в системе с композитными трубами.

Приведенные годовые капитальные затраты на строительство системы теплоснабжения с использованием композитных трубопроводов более чем в 3,5 раза ниже аналогичного показателя стальных инженерных коммуникаций.

Учет совокупных годовых затрат на работу системы теплоснабжения обеспечивает нанокompозитным трубопроводам по сравнению со стальными аналогами практически 3-кратное экономическое преимущество.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Медведева М.Л., Мурадов А.В., Прыгаев А.К. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров: Учебное пособие для вузов нефтегазового профиля. - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. - 250 с. – DOI: [http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-medvedevamlmuradovavprygaevak\\_korroziaizashitamagistralnykhtruboprovodovire.pdf](http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-medvedevamlmuradovavprygaevak_korroziaizashitamagistralnykhtruboprovodovire.pdf)

2 Зеленцов Д.В. Применение трубопроводов из различных материалов при проектировании и устройстве систем отопления // Традиции и инновации в строительстве и архитектуре. Самара: СГАСУ, 2016. С. 318-322.

3 Байков И.Р., Смородова О.В., Китаев С.В., Энергетическая эффективность нанокompозитных трубопроводов // Нанотехнологии в строительстве.- 2018. - Том 10. №3.- С.20-36. DOI: [dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2018-10-3-20-36](https://doi.org/10.15828/2075-8545-2018-10-3-20-36). [http://nanobuild.ru/ru\\_RU/journal/Nanobuild-3-2018/20-36.pdf](http://nanobuild.ru/ru_RU/journal/Nanobuild-3-2018/20-36.pdf) (дата обращения: 09.11.2021).

## **К ВОПРОСУ ВЫБОРА МЕТОДОВ И СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ НАСОСНОГО АГРЕГАТА**

*В.Р. Байбаков, Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа*

Суммарное потребление электроэнергии насосными агрегатами на нефтеперекачивающих станциях (НПС) составляет до 94-98% от общего расхода электроэнергии НПС [1].

Уменьшение потребления энергии – это одна из первостепенных задач трубопроводного транспорта. Поэтому использование частотно-регулируемого привода (ЧРП), который необходим для снижения энергозатрат в нефтепроводном транспорте и который остается еще малораспространенным, остается актуальной задачей. Условия применения ЧРП значительно влияют на эффективность этого метода.

Был выполнен сравнительный анализ энергозатрат при использовании ЧРП и обточки рабочих колес магистральных насосов (МН), на примере технологического участка (ТУ) «Калтасы-Языково-Салават» Арланского нефтепроводного управления (АНУ).

По результатам расчета получено, что при применении ЧРП величина потребляемой мощности составило 0,45 МВт, тем временем при обточке рабочего колеса – 0,488 МВт. Применение ЧРП по сравнению с обточкой рабочего колеса позволило сэкономить мощность 0,038 МВт.

Также был просчитан срок окупаемости при использовании ЧРП.

Расчет состоит из определения выгоды проекта, капитальных вложений, эксплуатационных и амортизационных затрат, валовой и чистой прибыли, чистого дисконтированного дохода, индекса доходности, внутренней нормы доходности и срока окупаемости.

В работе [2] выявлено, что применение ЧРП имеет экономическую эффективность, если срок окупаемости меньше или равен 15 годам.

Был проанализирован конкретный пример расчета окупаемости ЧРП на ТУ «Калтасы-Языково-Салават» АНУ. На основе проведенного анализа заключаем, что применение ЧРП в рассмотренных конкретных условиях имеет экономическую эффективность, а срок окупаемости использования ЧРП составил 5,17 лет.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

- 1 Шабанов В.А. Методы оценки и пути повышения эффективности частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов на действующих нефтепроводах // Нефтегазовое дело. - 2015. - №3. - С.73-82.
- 2 Ревель-Муроз П.А., Разработка методов повышения энергоэффективности нефтепроводного транспорта с внедрением комплекса энергосберегающих технологий: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / П.А. Ревель-Муроз; УГНТУ. – Уфа, 2018. – 202 с.



## ОЦЕНКА ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТВЁРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ

*А.И. Байрамгулов, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа*

Для определения эффективности использования твердых бытовых отходов (ТБО) в качестве топлива в тепло- и электроэнергетике необходимо изучить его теплоту сгорания, которая определяется расчетными способами на основе эмпирических данных, элементного состава и теплотехнических свойств. ТБО представляют собой многокомпонентную гетерогенную смесь разных видов топлива с различным элементным составом, теплотой сгорания и минеральной частью, а также фракционным составом. Основными горючими компонентами этой смеси являются: бумажные отходы, пластик, текстиль, кожа, древесина.

В таблице 1 показаны некоторые из наиболее распространенных моделей, которые позволяют прогнозировать энергетическое содержание ТБО.

Таблица 1 – Модели для оценки энергетического содержания ТБО

| Методика                                                                                                                                                                                   | Источник                             |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|
| 1. Модель, основанная на эмпирических данных                                                                                                                                               |                                      |
| Методика университета Чжэцзян, г. Ханчжоу (Китай):<br>$Q^r = 22,1P_{pa} + 28,1P_{pl} + 24,9P_{tb} + 12,7P_{wo} + 6P_{fo} + 57,4P_{ru} + 17,2P_m$                                           | [Ошибка! Источник ссылки не найден.] |
| 2. Модели, основанные на теплотехнических свойствах                                                                                                                                        |                                      |
| Методика, разработанная в ОАО «ВТИ»:<br>$Q^r = \sum \left[ K_i^r \left( 1 - \frac{K_i^r}{100} \right) \left( 1 - \frac{A_i^d}{100} \right) Q_i^{daf} \right] - 0,02442 \sum (K_i^r W_i^r)$ | [2]                                  |
| Методика Г.В. Ильиных:<br>$Q^r = \sum \frac{Q_i^r C_i}{100}$                                                                                                                               | [3]                                  |
| 3. Модели, основанные на элементном составе                                                                                                                                                |                                      |
| Формула Менделеева:<br>$Q^r = 4,18(81C^r + 300H^r - 26(O^r - S^r) - 6(9H^r - W))$                                                                                                          | [4]                                  |
| Методика технического университета Илдиз, г. Истанбул (Турция):<br>$Q_h^r = \left( 1 - \frac{W}{100} \right) (0,327C^d + 1,241H^d - 0,089O^d - 0,26N^d + 0,074S^d)$                        | [5]                                  |

Результаты оценки теплоты сгорания ТБО по разным методикам, опираясь на результаты выполненных исследований морфологического состава отходов и справочных данных представлено в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Результат оценки теплоты сгорания ТБО

| Модель                                                         | Теплота сгорания, МДж/кг |
|----------------------------------------------------------------|--------------------------|
| Методика университета Чжэцзян, г. Ханчжоу (Китай)              | 10,22                    |
| Методика Г.В. Ильиных                                          | 15,26                    |
| Формула Менделеева                                             | 16,38                    |
| Методика, разработанная в ОАО «ВТИ»                            | 19,88                    |
| Методика технического университета Илдиз, г. Истанбул (Турция) | 32,77                    |

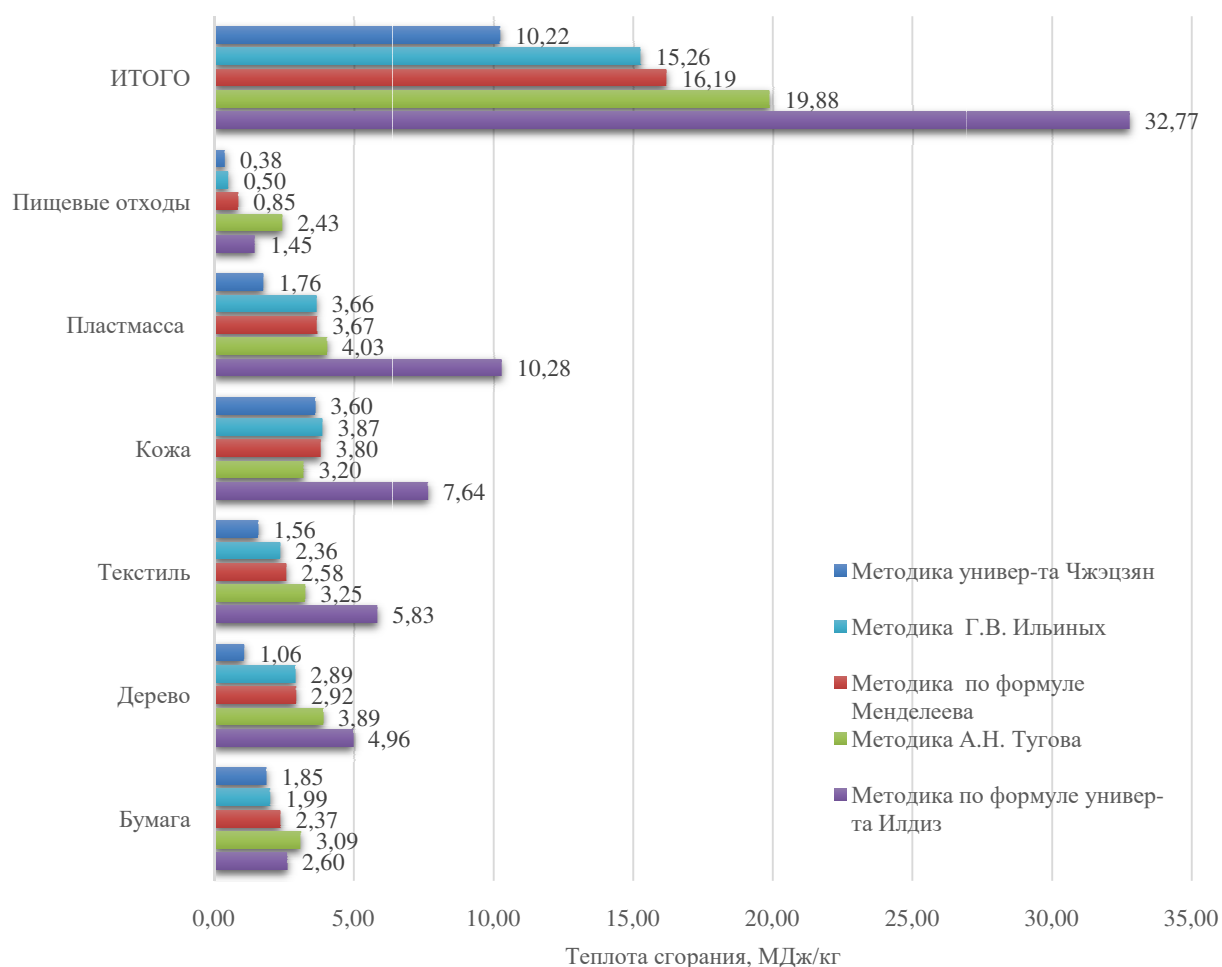


Рисунок 1 – Результат теплоты сгорания ТБО, МДж/кг

По результатам расчета можно сделать вывод, что методика технического университета Илдиз, г. Истанбул (Турция) дает наиболее высокую величину теплоты сгорания ТБО, составляющая 32,8 МДж/кг, расчет по методике университета Чжэцзян, г. Ханчжоу (Китай) дает значительно заниженный результат, равный 10,2 МДж/кг.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Simple method for predicting the lower heating value of municipal solid waste in China based on wet physical composition / X. Lin, F. Wang, Y. Chi, Q. Huang, J.A. Yan // Waste Management. – 2015. – № 36. – P. 24–32.
2. Тугов А.Н. Исследование процессов и технологий энергетической утилизации бытовых отходов для разработки отечественной ТЭС на ТБО: дис. ... док. техн. наук: 05.14.14. – ОАО «ВТИ», 2012 - 349 с.
3. Ильиных Г.В. Оценка теплотехнических свойств твёрдых бытовых отходов исходя из их морфологического состава // Вестник ПНИПУ. Урбанистика, 2013. – №3. – с. 125–137
4. Коммунальная экология: энцикл. справ. / А.Н. Мирный, Л.С. Скворцов, Е.И. Пупырев, В.Е. Корецкий. – М.: Прима-Пресс-М, 2007. – 808 с.
5. Akkaya E., Demir A. Energy content estimation of municipal solid waste by multiply regression analysis // 5th International Advanced Technologies Symposium (IATS-09) – Karabuk, Turkey, 2009. – P. 24–26.

УДК 620.92

### **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН**

*Н.А. Бурмистров, И.Р. Байков, УГНТУ, г. Уфа*

Переход от использования традиционных источников энергии к нетрадиционным, которые также называют альтернативными, несомненно, является важным шагом развития энергетики будущего, ведь запасы нефти и газа исчерпаемы, в то время как количество потребляемой энергии в мире постоянно растёт, а использование традиционного топлива наносит большой вред окружающей среде. Одним из перспективных видов альтернативных источников энергии является энергия ветра, а именно ее преобразование на ветроэнергетических станциях (ВЭС). Ветроэнергетические установки преобразуют энергию ветра в электрическую энергию. Принципиально ВЭУ достаточно проста. Устройство представляет собой ветряное колесо, вращающееся под действием ветра и закреплённое на валу, который в свою очередь вращает ротор электрогенератора.

Технический потенциал ветровой энергетики в РФ оценивается свыше 50000 млрд кВтч/год. В то же время из статистических данных Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA) за период 2016–2020 годов следует, что суммарные установленные мощности в области ветряной энергетики в России, в отличие от других стран, значительно ниже и не растут.

Республика Башкортостан – один из немногих регионов России, имеющих все типы основных источников альтернативной энергетики. В республике также есть одна из крупнейших в европейской части страны ветроэлектростанций (ВЭС) «Тюпкильды» мощностью 1,65 мегаватта.

Анализ распределения по территории Башкортостана средних скоростей ветра на высоте осей ветроколес показал, что потенциальные значения ветроэнергетических ресурсов связаны с рельефом. Наибольшие значения средних

скоростей ветра отмечаются в западной части территории и в Зауралье, наименьшие – в предгорьях Среднего Урала.

Проведенное районирование на высотах 20, 30 и 50 м над уровнем земли по средним скоростям ветра на этих высотах позволило выделить четыре зоны (А, Б, В, Г). В таблице 1 указаны также данные по средней скорости и удельной мощности для разных зон и высот.

Для оценки экономических показателей выработки электроэнергии на ВЭС необходимо определить расчетную себестоимость 1 кВтч электроэнергии для различных ветровых зон. Исходным показателем для оценочного расчета можно принять удельную мощность (Вт/м) по данным таблицы 1. Исходя из удельной мощности ветрового потока можно определить расчетную себестоимость 1 кВтч вырабатываемого ВЭУ для 4 различных ветровых зон на высотах 20, 30 и 50 м (таблица 2).

Таблица 1 – Потенциальные ветроэнергоресурсы Республики Башкортостан в приземном слое толщиной 50 м

| Н=50 м                                 |       |       |       | Н=30 м |       |       |       | Н=20 м |       |       |       |
|----------------------------------------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|
| А                                      | Б     | В     | Г     | А      | Б     | В     | Г     | А      | Б     | В     | Г     |
| Средняя скорость (м/с)                 |       |       |       |        |       |       |       |        |       |       |       |
| 6,25                                   | 5,75  | 5,25  | 4,75  | 5,75   | 5,25  | 4,75  | 4,25  | 5,25   | 4,75  | 4,25  | 3,75  |
| Удельная мощность (Вт/м <sup>2</sup> ) |       |       |       |        |       |       |       |        |       |       |       |
| 396,5                                  | 324,7 | 259,1 | 202,9 | 317,8  | 256,0 | 200,2 | 153,2 | 250,2  | 197,7 | 151,1 | 112,3 |

Таблица 2 – Расчетная себестоимость 1 кВтч ВЭУ для различных ветровых зон

| Н=50 м                                 |       |       |       | Н=30 м |       |       |       | Н=20 м |       |       |       |
|----------------------------------------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|
| А                                      | Б     | В     | Г     | А      | Б     | В     | Г     | А      | Б     | В     | Г     |
| Удельная мощность (Вт/м <sup>2</sup> ) |       |       |       |        |       |       |       |        |       |       |       |
| 396,5                                  | 324,7 | 259,1 | 202,9 | 317,8  | 256,0 | 200,2 | 153,2 | 250,2  | 197,7 | 151,1 | 112,3 |
| Расчетная себестоимость (руб/кВтч)     |       |       |       |        |       |       |       |        |       |       |       |
| 1,15                                   | 1,40  | 1,75  | 2,24  | 1,43   | 1,78  | 2,27  | 2,97  | 1,82   | 2,30  | 3,01  | 4,05  |

Анализируя таблицу 2 и обращаясь к карте ветров на рисунке 3, можно сделать вывод, что наиболее благоприятные ветровые условия имеются (зона А) на Бугульминско-Белебеевской возвышенности (Стерлитамакский, Бижбулякский, Белебеевский и Альшеевский административные районы), представляющей единый ветровой коридор, и в Башкирском Зауралье (Хайбуллинский район). При выборе очередности строительства ВЭС преимущество имеет ВЭС, расположенные в зоне А, выработка электроэнергии на которых, по сравнению с зоной Б, выше на 20 %, с зоной В – на 48 %.

Для окончательного выбора первоочередных объектов и очередности их строительства необходимо выполнить обоснование инвестиций и организовать на этих площадках натурное измерение скоростей ветра на высоте до 50 м.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шпильрайн Э.Э. Возобновляемые источники энергии и их перспективы для России // Энергетика России: проблемы и перспективы: Труды / Науч. Сессии РАН: М.: Наука, 2006. С. 284-292.
2. Абдрахманов Р.Р. Ветроэнергетические ресурсы Республики Башкортостан Пути повышения эффективности АПК в условиях вступления России в ВТО: Матер. / Междунар. науч.-практ. конф. Уфа, 2003. С. 294-296.
3. Абдрахманов Р.Р. Энергоснабжение сельскохозяйственных потребителей с использованием возобновляемых источников: дис. ... канд. тех. наук. Челябинский государственный агроинженерный университет, Челябинск, 2005.

УДК 62-976

## СНИЖЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

*Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа*

Теплообменное оборудование в виде кожухотрубчатых теплообменных аппаратов эксплуатируется в большинстве случаев гораздо дольше, чем указано в паспортном сроке эксплуатации. Не редко можно встретить на производствах аппараты, работающие 30 лет и более. При этом они находятся в работоспособном состоянии, но их теплотехнические характеристики значительно отличаются от проектного (паспортного) значения.

На рисунке 1 и 2 представлены характеристики сетевых подогревателей марки ПСВ-500-3-23 и БО-550 при сроке эксплуатации более 40 лет (с 1978 года). Как видно, коэффициент теплопередачи, который отражает эффективность работы аппаратов, снизился более чем в два раза. Это связано как с увеличением термического сопротивления теплопроводности стенок трубок (отложения, коррозия), так и выводом из трубного пучка части труб, путем их отглушения.

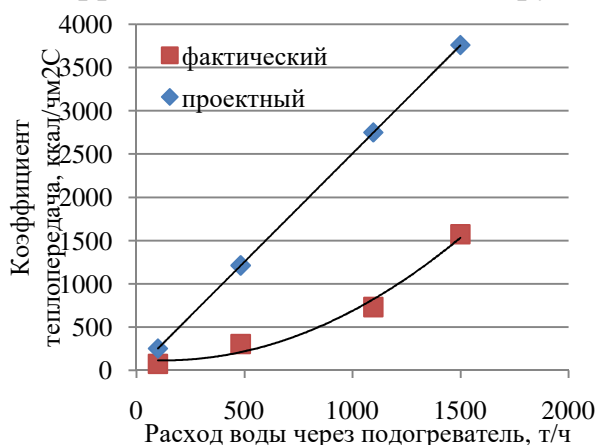


Рисунок 1 – Проектные и фактические показатели

работы сетевого подогревателя ПСВ-500-3-23

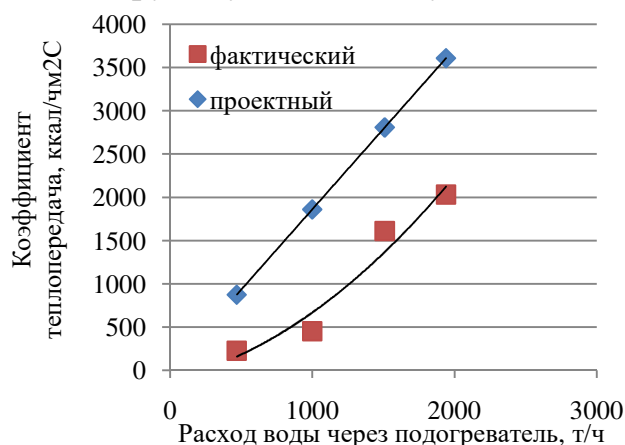


Рисунок 2 – Проектные и фактические показатели

работы сетевого подогревателя БО-550

При наличии системы АСДУ можно определить фактический коэффициент теплопередачи сетевых подогревателей на всех режимах работы. На рисунке 3 приведен график изменения фактического коэффициента теплопередачи сетевого подогревателя ПСВ-500-3-23. Принят 2 летний период работы аппара-

тов, с выгрузкой их посуточных технологических параметров. В результате получена кривая, которая отражает зависимость эффективности работы аппарата от его загрузки. Как видно из рисунка 3 с увеличением тепловой мощности происходит рост коэффициента теплопередачи, что связано с увеличением расхода сетевой воды, а следовательно скорости движения теплоносителя через подогреватели.

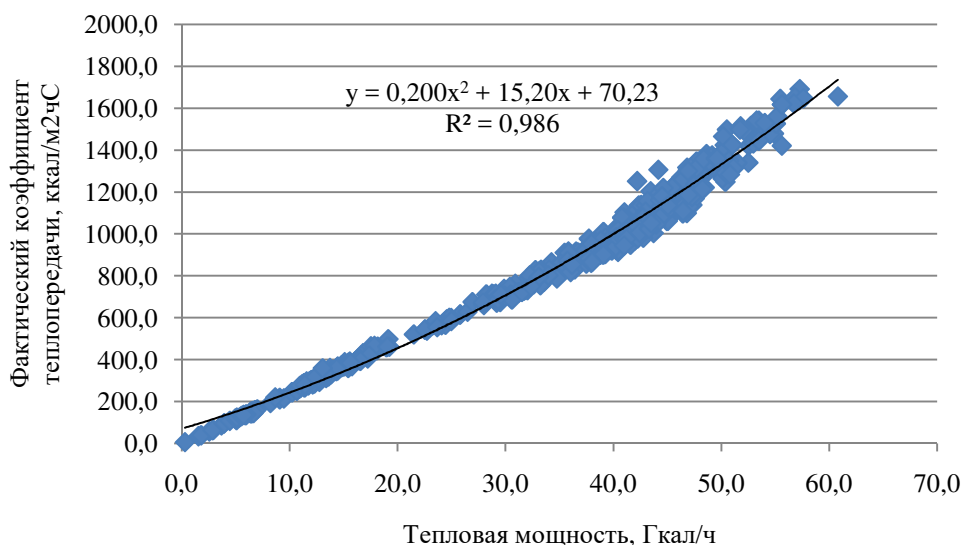


Рисунок 3 - Зависимость фактического коэффициента теплопередачи сетевых подогревателей от выдаваемой суммарной тепловой мощности

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бурдыгина Е.В., Трофимов А.Ю. К возможности утилизации тепла технологических потоков/ В книге: Трубопроводный транспорт - 2007 Материалы III Международной учебно-научно-практической конференции. 2007. С. 171-172
2. Бурдыгина Е.В., Трофимов А.Ю., Сулейманов А.М, Федосеева Е.А. Исследование эффективности работы теплообменной аппаратуры/Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Материалы IV Международной научно-практической конференции. 2019. С. 311-315

УДК 628.49

### ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА

*Г.Д. Васильев, УГНТУ, г. Уфа*

Надежность систем теплоснабжения газового промысла определяется структурой, параметрами, степенью резервирования и качеством элементов всех ее подсистем – источников тепловой энергии, тепловых сетей, узлов потребления, систем автоматического регулирования, а также уровнем эксплуатации и строительно-монтажных работ.

В силу ряда как удаленных по времени, так и действующих сейчас причин положение в теплоснабжении промышленных объектов характеризуется не-

удовлетворительным техническим уровнем и низкой экономической эффективностью систем, изношенностью оборудования, недостаточными надежностью теплоснабжения и уровнем комфорта в зданиях, а также большими потерями тепловой энергии.

Наиболее ненадежным звеном систем теплоснабжения являются тепловые сети. Это, в первую очередь, обусловлено низким качеством применяемых ранее конструкций теплопроводов, тепловой изоляции, запорной арматуры, недостаточным уровнем автоматического регулирования процессов передачи, распределения и потребления тепловой энергии.

Кроме того, структура тепловых сетей в крупных системах не соответствует их масштабам. Вместе с тем сфера теплоснабжения на газовом промысле имеет высокую социальную и экономическую значимость, поскольку играет ключевую роль в жизнеобеспечении работников и в производственных процессах.

Методическая и нормативная базы, используемые при разработке схем теплоснабжения, создавались в течение длительного времени трудами отечественных ученых,

Представленные в справочнике результаты статистической обработки накопленной к тому времени статистики отказов оборудования систем теплоснабжения, а также разработанная система показателей надежности и их нормативных значений, легли в основу регламентов для оценки надежности теплоснабжения, и в частности в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Для определения надежности действующей системы и ее повышения необходимо:

1. Провести расчет показателей надежности теплоснабжения потребителей по характеристикам надежности элементов при заданной схеме и параметрах системы (задачи анализа надежности).

2. Провести выбор (корректировку) схемы и параметров системы в рассматриваемой перспективе ее развития с учетом нормативных требований к надежности теплоснабжения потребителей (задачи синтеза (построения) надежной системы).

УДК 622.692.282

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАБОТЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ПОИСКА УТЕЧЕК НА ГАЗОПРОВОДАХ НА ОСНОВЕ ДЕРЕВА СОБЫТИЙ**

*И.А. Гараев, В.А. Бычков, УГНТУ, г. Уфа*

Утечки на газопроводах возникают по разным причинам, например, из-за механических повреждений трубопровода, из-за его износа и выхода срока эксплуатации, из-за коррозии. Основной задачей СОУ является обнаружение утечки вещества и определение ее местоположения, что значительно облегчает работу специалистов предприятия и позволяет им быстро среагировать на сигнал,

предотвратить возникновение аварийной ситуации, а в случае ее возникновения уменьшить масштаб последствий.

Системы обнаружения утечек бывают нескольких видов. В РД13.320.00-КТН-223-09 «СОУ комбинированного типа на магистральных нефтепроводах. ОТТ на проектирование изготовление и ввод в эксплуатацию» содержатся сведения о следующих видах:

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

Для увеличения точности и достоверности предлагается использовать параметрический метод совместно с методом обнаружения утечек по волне давления [42].

Безопасность эксплуатации газопроводов зависит от их технического состояния. Чтобы его определить проводят диагностику газопроводов, в случае обнаружения неполадок осуществляется их ремонт, а при обнаружении непригодности для дальнейшего использования – замена.

В процедуру диагностирования входят:

- вибрационные исследования;
- контроль деформаций трубопроводов;
- наружный осмотр всех поверхностей, швов и мест сварки трубопровода;
- ультразвуковая толщинометрия;
- ультразвуковой контроль сварных соединений;
- измерение прочности и твердости металла элементов газопровода.

Существует ряд дополнительных процедур, которые дают более обширную картину технического состояния газопровода.

- Повышенная частота диагностики, испытаний на прочность и герметичность трубопроводов.
- Принять дополнительные меры по защите от аварийных ситуаций в близлежащих к газопроводу жилых зданиях.

Помимо мер, принятых на ОПО для обеспечения промышленной безопасности и безопасности людей, природной и окружающей среды от последствий возможных аварий, рекомендуется предусмотреть дополнительные меры защиты населения, проживающего в близлежащих к сети газоснабжения зданиях. К ним можно отнести информирование о степени опасности возможных аварийных ситуаций на объекте газового хозяйства, проведение тренировочных эвакуаций населения и др.

Что касается эффективности предложенных решений по снижению показателей риска аварий и обеспечению промышленной безопасности, то стоит отметить, что мероприятия по диагностике газопроводов безусловно окажут положительный эффект на частоту возникновения аварийных ситуаций, помогут снизить вероятность реализации поражающих факторов, и тем самым уменьшатся размеры зон потенциального территориального риска. Однако оце-



нить количественно снижение вероятности аварии для рассматриваемого объекта по имеющимся данным практически невозможно.

Поэтому предлагается оценить снижение вероятности поражения людей. Установка системы оповещения населения позволит уменьшить величину вероятности их нахождения в опасной зоне. Согласно Приказу МЧС №404 человек реагирует на возникший опасный фактор в течение 5 секунд [1]. Размер опасной зоны составляет 45,4 м, скорость человека равна 5 м/с, следовательно, для того чтобы покинуть данную зону человек затратит 14 секунд. При подстановке полученного значения в формулу пробитфункции для теплового излучения получается вероятность поражения — 0,759 [2].

Пересчитаем значения индивидуального риска с учетом новой вероятности поражения человека. Полученные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1-Результаты расчета зон индивидуального риска

| № | Место замера                                                       | Длина опасного сближения, м | Вероятность нахождения индивида, 1/год | Риск после мероприятий | Риск до мероприятий   |
|---|--------------------------------------------------------------------|-----------------------------|----------------------------------------|------------------------|-----------------------|
| 1 | Угол Песчаной и Гледенской улиц (Великий Устюг);                   | 483 м                       | 0,0054                                 | $3,29 \times 10^{-9}$  | $4,34 \times 10^{-9}$ |
| 5 | Администрация сельского поселения Самотовинское и Школа (Новатор); | 76,7 м                      | 0,23                                   | $1,7 \times 10^{-7}$   | $2,30 \times 10^{-7}$ |

При сравнении значений индивидуального риска с исходными данными можно заметить, что показатели снизились, соответственно установление системы оповещения населения обеспечивает уменьшение вероятности поражения населения при аварийных ситуациях на рассмотренном объекте.

В силу того, что при имеющихся данных и методиках весьма сложно оценить эффективность всех разработанных мероприятий, предлагается упрощенный способ, указанный выше.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шестаков Р.А., Комаров Д.Н., Филиппов С.А. Анализ нормативных методов обнаружения утечек и пути их совершенствования // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2015. №3.
2. Glebova, E.V., Volokhina, A.T., Vikhrov, A.E. Accidents and Injury Rates Reduction in Petroleum Industry based on the Development and Implementation of the Automated Complex for the Employees' Professional Competences Assessment. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 272(3). – 2019.

## ПРИМЕНЕНИЕ РЕГУЛЯТОРОВ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

*Г.К. Дунюшкин, Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа*

Режим работы тепловой сети оказывает огромное влияние на работу внутренних систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения абонента. Тепловая сеть и движение теплоносителя в ней устроены таким образом, что чем меньше гидравлическое сопротивление на участке, тем больший расход будет идти в тот или иной участок. Это приводит к тому, что фактическое значение расхода начинает отклоняться в большую или меньшую сторону, в связи с чем возникает гидравлическая невязка потребителей между собой. Что в свою очередь приводит к быстрому износу оборудования и превышению температуры в обратном трубопроводе, а также дисбалансу системы в целом.

Данную проблему до нынешнего момента старались решать при помощи дроссельных шайб. Однако данное решение является ненадежным и не соответствует требованиям «качественного и надежного регулирования». Со временем сечение дроссельной шайбы уменьшается из-за зарастания, и она уже не оказывает должного регулирующего эффекта. И согласно новому вышедшему СП 60.13330.2020 п. 6.2.11. «Системы водяного отопления должны быть запроектированы регулируемые без использования дроссельных устройств с постоянным сечением»

Поэтому для увязки абонентов между собой и стабилизации режима работы тепловой сети необходимо устанавливать регуляторы давления прямого действия. Их установка помогает снизить колебания располагаемого напора на вводе абонента (рисунок 1). Вместе с этим стабилизируются заданные параметры теплоносителя, снижается вероятность перетоков и перегрева обратки (рисунок 2).

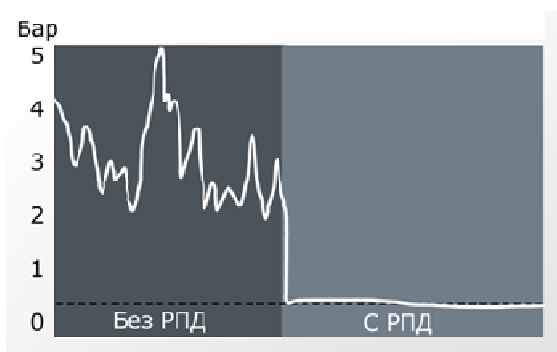


Рисунок 1 – Сравнение колебаний располагаемого напора на вводе абонента до установки РПД и после

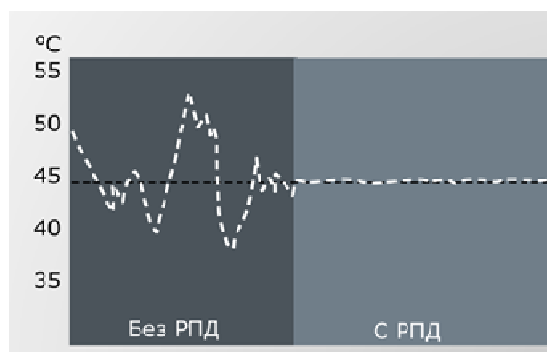


Рисунок 2 – Сравнение колебаний температуры теплоносителя до и после установки РПД

**ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЭЛЕКТРОЛИЗА  
ВОДОРОДА НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ ПРИ  
УТИЛИЗАЦИИ ЭНЕРГИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА  
ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫМ АГРЕГАТОМ**

*А.Д. Зарецкий, Е.С. Овчинников, А.Е. Белоусов,*

*СПГУ, г. Санкт-Петербург*

Производство «зеленого» водорода и получение энергии на его основе является одной из актуальных задач нынешней глобальной энергетики. Уникальность этого химического элемента заключается в его экологичности, т.е. отсутствии углеродного следа (выделения диоксида углерода) при его преобразовании. Однако получение экологически чистого водорода не подразумевает его экологичное производство. В настоящее время страны Европейского Союза, Запада, а также страны Азии направлены на минимизацию выбросов углекислого газа в атмосферу и сопутствующее развитие водородной энергетики. Таким образом, создается конкурентная среда для реализации роста влияния РФ на водородном рынке на территории страны и за ее пределами.

В разделе «Научно-техническая и инновационная деятельность» энергетической стратегии развития РФ до 2035 года говорится о разработке высокоэффективных электролизеров воды и систем компактного хранения и транспортировки водорода. Правительство также планирует выйти на рынок экспорта водорода к 2024 году с 0,2 млн. т., а к 2035 десятикратно повысить объемы отправляемого энергоресурса, что подчеркивает необходимость в развитии водородной энергетики на территории РФ.

С другой стороны, имеется проблема эффективной утилизации газовой энергии, одним из решений которой являются детандер-генераторные агрегаты (ДГА). Они применяются для понижения давления (дресселирования) природного газа при транспорте потребителю, при котором неизбежно происходят потери энергии. Детандеры являются универсальным решением этой задачи, поскольку помимо дресселирования преобразуют механическую энергию газа в электрическую. С их помощью электрогенераторы играют роль энерго- и экономически эффективного и экологически чистого источника электроснабжения для процесса электролиза. Применение этой технологии актуально для газораспределительных станций и газораспределительных пунктов (ГРП), поскольку они могут использовать полученную электроэнергию не только для процесса выработки водорода, но и для собственных нужд.

Электролиз водорода является экономичным при его производстве в небольших количествах. Выделяет его на фоне остальных методов получения данного элемента экологичность процесса производства, поэтому водород, полученный при помощи электролиза, называют «зеленым». В совокупности с применением электроэнергии, выработанной с помощью ДГА, получается выгодный и безопасный для экологии цикл производства востребованного энергетического ресурса.

Результаты работы:

- 1) Рассмотрены объемы возможной вырабатываемой электроэнергии на ГРС;
- 2) Предложена схема производства водорода на ГРС, включающая в себя турбодетандер, электролизер и сопутствующее ему оборудование;
- 3) Рассчитаны потенциально возможные объемы генерируемого водорода и энергозатраты на его производство;
- 4) Определена зависимость объема получаемого водорода от силы тока, генерируемого детандером;
- 5) Произведен экономический расчет и рассмотрены варианты использования производимого водорода.

Научная новизна работы состоит в том, чтобы применять полученную электроэнергию из утилизированной энергии природного газа не только для собственных нужд, но и для выработки такого энергетического ресурса, как водород. Таким образом, технология позволяет повысить КПД процесса редуцирования, за счет более рационального использования энергии давления перекачиваемого газа.

УДК 621.642

## **СИСТЕМА РАЗОГРЕВА И УДАЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ**

*Е.Г. Ильин «АК «Транснефть», г. Москва,  
Р.А. Молчанова, Р.Р. Насыров, УГНТУ, г. Уфа*

В соответствии с регламентами по эксплуатации резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов необходимо периодически производить очистку от донных отложений с целью сохранения качества нефти и нефтепродуктов, увеличения полезной вместимости резервуаров, а также перед производством диагностических и ремонтных работ.

По результатам исследований в составе донных отложений нефтяных резервуаров доля воды составляет от 1,4 до 8,2 %, механических примесей – от 0,2 до 0,6 %, остальное – горючие компоненты (асфальто-смолистые вещества, парафин, нефть, асфальтены, смолы силикагелевые и др.).

Традиционными способами очистки от донных отложений резервуаров являются следующие методы: механический, механизированный, химический, тепловой. Также выделяют комбинированный способ, который включает в себя несколько способов, а также нетрадиционные способы (использование микроорганизмов, акустический способ и др.)

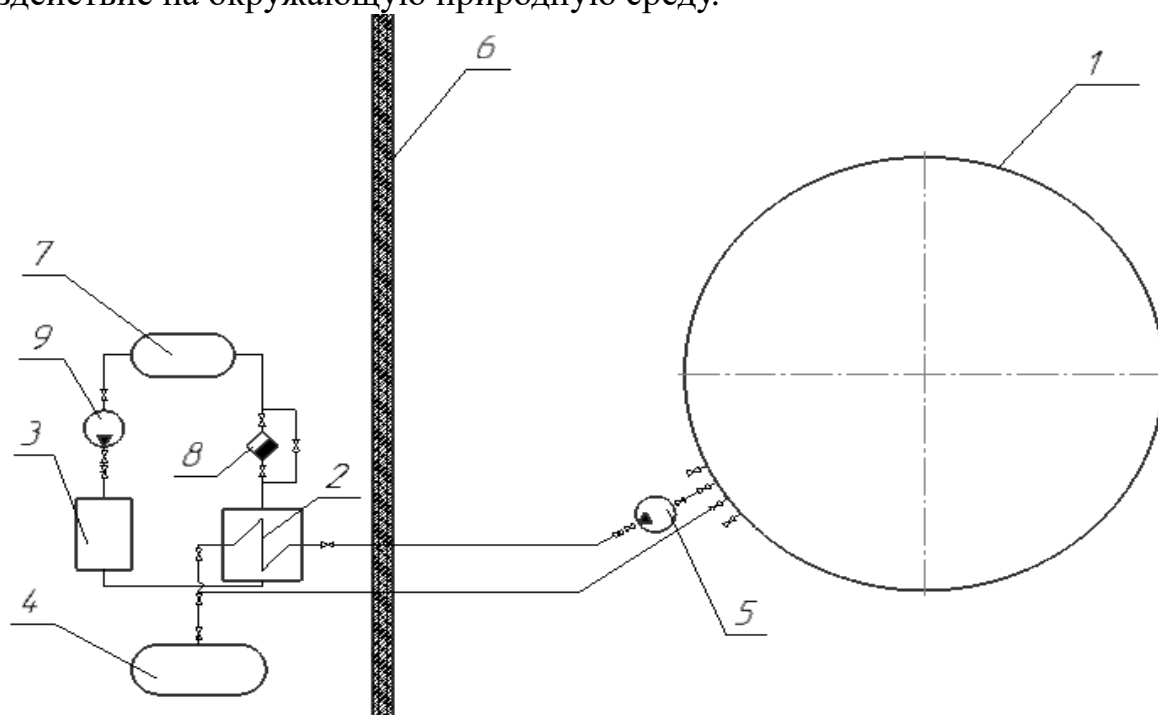
Большое содержание горючих компонентов в составе отложений позволяет рассматривать осадок в качестве топлива для котельных установок на нефтеперекачивающих станциях после дополнительной обработки.

В настоящее время разработана комбинированная схема разогрева и удаления донных отложений из резервуара РВСпк-50000 (рисунок 1).

Суть его заключается в том, что в резервуар закачивается дизельное топливо для снижения вязкости асфальто-смолистых парафиновых отложения (АСПО) и облегчения процесса циркуляции через теплообменный аппарат. После закачки дизельного топлива вся масса подвергается перемешиванию, которое осуществляется с помощью винтовых мешалок Диоген-700, устанавливаемых в люк-лазы, находящиеся в первом поясе резервуара РВСпк-50000. Далее смесь начинает циркулировать через теплообменный аппарат, в который подается пар от транспортабельной котельной установки. Подогретая часть отложений возвращается в резервуар, где происходит теплообмен между нагретой и холодной массами нефтяных отложений. Таким образом, вся масса отложений постепенно размывается. После достижения температуры плавления парафиновых отложения откачиваются в специальные емкости.

Составлена схема для теплогидравлического расчета системы обвязки оборудования (рисунок 1), подобрано оборудование для разогрева и перекачки отложений.

Мобильная система по удалению донных отложений и доведение осадка до качества котельно-печного топлива позволит уменьшить объем отходов, образующихся при зачистке резервуаров, получить котельно-печное топливо для негазифицированных котельных на нефтеперекачивающих станциях, снизить воздействие на окружающую природную среду.



1 – РВСпк-50000; 2 – теплообменный аппарат; 3 – транспортабельный паровой котел ТКУ-1,8Г; 4 – емкость для сбора СНО; 5 – насос; 6 – граница обвалования резервуара; 7 – конденсатный бак; 8 – конденсатоотводчик; 9 – питательный насос котла

Рисунок 1 – Принципиальная схема расположения оборудования

Для получения котельно-печного топлива, соответствующего стандартам по качеству, необходимы точные данные по составу АСПО для дозирования

разбавителя отложений, а также рассмотреть способы обезвоживания и очистки от механических примесей. В зависимости от скорости образования отложений нужно определить периодичность очистки резервуаров и подобрать емкости для хранения котельно-печного топлива.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Шишкин, Г.В. Справочник по проектированию нефтебаз / Г.В. Шишкин. – Л: Недра, 1978. – 216 с.
- 2 РД 39-30-587-81. Инструкция по эксплуатации системы размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка в нефтяных резервуарах: утв. Министерством нефтяной промышленности СССР 1.10.1986: введ. в действие с 1.10.1986. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986. – 10 с.
- 3 ООО "КОТЛОМАШ" [Электронный ресурс]. – URL: <http://cotlomash.ru/kotelnaya-tku-1-8g-gaz-1-6t-ch-para> (дата обращения 1.04.2021).
- 4 Тугунов, П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктов. Учебное пособие для ВУЗов / П.И. Абузова, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. — Уфа: ООО "Дизайн-ПолиграфСервис", 2002. — 658 с.
- 5 Docplayer [Электронный ресурс]. – URL: <https://docplayer.ru/45007544-Standartnaya-praktika-dlya-rascheta-vyazkosti-smesi-nefteproduktov-1.html> (дата обращения 12.04.2021).

УДК 621.6

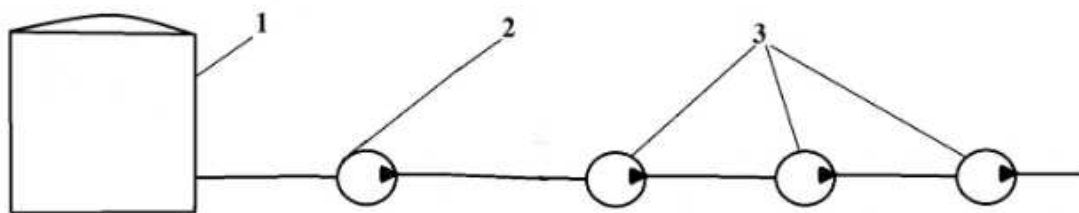
### **ВЫБОР ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО РЕЖИМА РАБОТЫ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ**

*М.М. Кологривов, В.П. Бузовский, ОНТУ, г. Одесса*

Трубопроводный транспорт нефти сопровождается значительным потреблением электроэнергии, которая расходуется на работу насосов, оборудования на линейной части и на собственные нужды нефтеперекачивающей станции. Насосы являются основным потребителем электроэнергии. До 30% общих эксплуатационных расходов приходится на перекачку нефти и нефтепродуктов по трубопроводам [1].

Энергосберегающий режим работы насосов может быть выбран по максимальному КПД работы насосов станции или по критерию минимальных энергетических затрат на перекачку одной тонны нефти. Определим количественную разницу расходов нефти, которые соответствуют этим критериям.

КПД станции с группой насосов существенно отличается от КПД работы одиночного насоса. КПД насосной станции зависит от типа, количества и схемы соединения работающих насосов. В качестве примера рассмотрим схему на рис. 1 с одним подпорным насосом и тремя магистральными насосами. Режим работы с максимальным значением КПД для одного типа насоса не совпадает с оптимальным режимом работы для другого типа насосов.



1 – резервуарный парк; 2 – подпорный насос НМП 2500 – 74;  
3 – магистральные насосы НМ-2500-230

Рисунок 1. Принципиальная схема соединения насосов

Известно [2], что характеристики насоса можно описать выражениями:

$$H = H_0 + a \cdot Q - b \cdot Q^2; \quad (1)$$

$$\eta = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2, \quad (2)$$

где  $H$  – напор, который развивает насос, м.ст.ж.;  $H_0$  – напор при расходе жидкости равном нулю, м.ст.ж., справочное значение;  $Q$  – расход жидкости, м<sup>3</sup>/ч;  $\eta$  – КПД насоса в долях;  $a$  [ч/м<sup>2</sup>],  $b$  [ч<sup>2</sup>/м<sup>5</sup>],  $c_0$ ,  $c_1$  [ч/м<sup>3</sup>],  $c_2$  [ч<sup>2</sup>/м<sup>6</sup>] – справочные числа, индивидуальные для каждого из насосов.

Для насоса НМП 2500 – 74 его напор рассчитывается по формуле

$$H_{\text{п}} = 80,3 + 0 \cdot Q - 9,61 \cdot 10^{-7} \cdot Q^2. \quad (3)$$

Для насоса НМП 2500 – 74 его КПД рассчитывается по формуле

$$\eta_{\text{п}} = 0,273 + 2,21 \cdot 10^{-4} \cdot Q - 1,82 \cdot 10^{-8} \cdot Q^2. \quad (4)$$

Для насоса НМ 2500 – 230 его напор рассчитывается по формуле

$$H_{\text{м}} = 281,5 + 0 \cdot Q - 7,84 \cdot 10^{-6} \cdot Q^2. \quad (5)$$

Для насоса НМ 2500 – 230 его КПД рассчитывается по формуле

$$\eta_{\text{м}} = 0,262 + 4,85 \cdot 10^{-4} \cdot Q - 9,7 \cdot 10^{-8} \cdot Q^2. \quad (6)$$

Задаваясь значениями расходов из рабочего диапазона работы насоса, получаем ряд значений мощности с использованием формул (7) и (8).

Полезная и потребляемая мощности для подпорного насоса в кВт

$$N_{\text{пол}} = \rho \cdot g \cdot H_{\text{п}} \cdot Q / 1000; \quad (7)$$

$$N_{\text{потр}} = N_{\text{пол}} / \eta_{\text{п}}, \quad (8)$$

где  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup> (принимаем 850 кг/м<sup>3</sup>);

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$Q_{\text{п}}$  – расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;

$\eta_{\text{п}}$  – КПД насоса, доли.

Аналогичные значения мощностей получаем для магистрального насоса.

Полезная мощность НПС (схема на рис.1) составит, Вт;

$$N_{\text{пол}} = H_{\text{п}} \cdot \rho \cdot g \cdot Q_{\text{п}} + Q \cdot \rho \cdot g \cdot (\sum H_{\text{ми}}) \quad (9)$$

Потребляемая мощность НПС составит, Вт;

$$N_{\text{потр}} = H_{\text{п}} \cdot \rho \cdot g \cdot Q_{\text{п}} / \eta_{\text{п}} + Q \cdot \rho \cdot g \cdot (\sum H_{\text{ми}} / \eta_{\text{ми}}) \quad (10)$$

$H_{\text{ми}}$  – напор  $i$ -го магистрального насоса ( всего 3 насоса), м.ст.ж.;

КПД НПС определяется выражением

$$\eta_{\text{нпс}} = N_{\text{пол}} / N_{\text{потр}} = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2; \quad (11)$$

$$\eta_{\text{нпс}} = 0,2712 + 4,44 \cdot 10^{-4} \cdot Q - 8,5 \cdot 10^{-8} \cdot Q^2. \quad (12)$$

Первую производную выражения (12) приравняем к нулю, чтобы найти расход, который соответствует максимальному КПД эксплуатации НПС. В итоге получаем, что  $Q_{\text{опт1}} = 2612 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Делаем вывод, что оптимальный расход с максимальным КПД НПС лежит в рабочем диапазоне характеристик насосов.

С другой стороны, на практике считают, что нефть следует транспортировать эффективно при минимальных энергетических затратах на перекачку одной тонны, кДж /т.

$$q = N_{\text{потр}} / (Q \cdot \rho). \quad (13)$$

Найдем корреляционное выражение зависимости  $q = f(Q)$  для НПС.

$$Q = 17,9 - 5,567 \cdot 10^{-3} \cdot Q + 7,87 \cdot 10^{-7} Q^2. \quad (14)$$

Кривая  $q = f(Q)$  имеет минимум. Точке минимума соответствует расход  $Q_{\text{опт2}} = 3537 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Делаем вывод, что оптимальный расход по минимуму удельных энергозатрат на перекачку лежит вне рабочего диапазона характеристик насосов. Данные насосы не обеспечивают такой расход. Всегда работа насосов по критерию минимума удельных энергозатрат будет с большими расходами в их рабочих диапазонах. Эти расходы меньше расхода в точке минимума.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кутуков С.Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов. -М.:СИП РИА, 2002.-324с.
2. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.

УДК 62-91

### ГЕНЕРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА И ПРОИЗВОДСТВО ГИДРАТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ПУНКТАХ РЕДУЦИРОВАНИЯ

*М.Т. Липкан, Е.О. Ширмахер,  
СПГУ, Санкт-Петербург*

Возрастающий спрос на повышение эффективности и безопасности энергетического сектора создает необходимость разработки и внедрения новых технологий, позволяющих добиться наилучших результатов в этих аспектах. Одним из решений данной задачи может являться использование комбинации различных агрегатов по генерации электричества и холода с установками по производству гидратов природного газа в пунктах его редуцирования.

Работа представляет из себя обзор различных технологий, позволяющих вырабатывать электричество в пунктах редуцирования газа, и установок по производству гидратов природного газа. Целью работы является исследование процесса производства газогидратов в сетях газораспределения, а также предположение, основанное на имеющихся теоретических и практических знаниях в области создания газогидратов и утилизации энергии потока газа, какие технологии будут эффективны для выполнения описанной ранее задачи.



Решение данной задачи может положительно сказаться на экономической и экологической составляющих энергетического сектора России, ввиду уменьшения потерь энергии потока газа в системе газораспределения и производства наиболее безопасного вида углеводородных энергоносителей.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Якушев В.С., Квон В.Г., Герасимов Ю.А., Истомин В.А. Современное состояние газогидратных технологий: Обз. инф. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 88 с.
2. Аксенов Д.Т., Герцен А.Н. Использование энергохолодильных комплексов в целях энергосбережения // Промышленная энергетика. – 2004. - №2.

УДК 62-843.8

### **ПРИМЕНЕНИЕ ВЛАЖНО-ПАРОВЫХ МИКРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК В ПАРОВОЙ КОТЕЛЬНОЙ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА ГАЗПРОМ ДОБЫЧА «НОВЫЙ УРЕНГОЙ»**

*Д.Р. Максютов, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа*

В научно-исследовательской работе рассмотрено использование влажно-паровых микро-турбин в системах теплоснабжения на паровой котельной, находящейся на газовом промысле Газпром Добыча «Новый Уренгой». Природный газ используется в качестве основного топлива. Объектами теплоснабжения являются производственные и административные и жилые помещения, а также вспомогательные здания газового промысла.

Чтобы повысить эффективность работы котельной, был рассмотрен такой вариант как установка влажно-паровых микро-турбин в котельную, т.е. реконструкция котельной в мини-ТЭС. Основные плюсы мини-ТЭС – это небольшие потери при транспортировке электрической и тепловой энергии, если сравнивать с системами централизованного теплового и электрического снабжения; автономность функционирования, надежное и бесперебойное энергоснабжение; возможность продажи излишков вырабатываемой энергии; низкая себестоимость электрической и тепловой энергии, если сравнивать с системами централизованного теплового и электрического снабжения[1].

При переводе котельной в мини-ТЭС газовый промысел сможет полностью отказаться от внешнего электрического снабжения. Также необходимо взвешивать все риски, с которыми можно столкнуться во время эксплуатации оборудования (аварийные ситуации, ремонты и др.). Одним из критериев выбора производителя влажно-паровых турбин является срок службы (общий и до капитального ремонта), стоимость обслуживания в процессе эксплуатации. Также важным фактором при выборе электрогенерирующих установок служит степень загруженности в течение года, в данном случае она зависит от характера электропотребления котельной [1]. Для оценки экономической целесообразности перевода котельной в разряд мини-ТЭС путем внедрения влажно-паровых микро-турбин необходимо провести технико-экономическое обоснование проекта с определением количества капитальных вложений и сроков окупаемости проекта.

При расчете экономической эффективности данной реконструкции необходимо учитывать дополнительные эксплуатационные затраты, которые возникают во время обслуживания влажно-паровых микро-турбин – это периодическая замена масла, охлаждающей жидкости, уплотнения и другие расходные материалы, которые используются во время проведения очередных технических обслуживаний, периодичность которых оговаривается регламентом.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Бурдыгина Е.В., Сулейманов А.М., Трофимов А.Ю., Хафизов Ф.М. Особенности системы отопления объектов добычи газа / В книге: Трубопроводный транспорт - 2008 Материалы IV Международной учебно-научно-практической конференции. 2008. С. 230-231.

УДК 621.643.053

### **ВЛИЯНИЕ РЕГУЛИРОВКИ РЕЖИМА РАБОТЫ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ НА ИХ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ СБРОСАХ НЕФТЕПРОДУКТОВ**

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

Трубопроводный транспорт углеводородов является одним из основных способов доставки сырья от пунктов добычи до потребителя. Главные преимущества трубопроводов – максимальная автоматизированность систем, всесезонность данного вида транспорта и возможность использования в местах, где затруднено или экономически нецелесообразно строительство железной дороги [1]. Так как невозможно отпускать нефтепродукты напрямую из трубопроводов, сооружаются нефтебазы, с которых продукция отправляется на АЗС и так далее. Для заполнения резервуаров нефтебаз могут применяться трубопроводы-отводы, которые сооружают от магистральных нефтепродуктопроводов. Их протягивают либо от существующей перекачивающей станции, либо осуществляют врезку в трубопровод на линейном участке [2].

Периодические сбросы с магистрального трубопровода позволяют заполнять резервуары хранилищ, не сильно влияя на объем перекачки по основной трубе. При этом, в зависимости от продолжительности откачки, часто может возникать необходимость проведения регулировки работы станций. Для этого на перекачивающих станциях применяются регуляторы давления и расхода, которые способствуют поддержанию заданных параметров перекачки [3]. Для регулирования в основном применяют такие методы, как отключение/включение насосных агрегатов и применение частотного регулирования привода (ЧРП). За счет данных мероприятий можно повысить энергоэффективность работы перекачивающих станций, что очень важно в современном мире, где большинство компаний старается снизить операционные затраты, сохраняя или повышая КПД работы используемого оборудования.

В данной работе оценивается экономический эффект регулирования работы насосных агрегатов отключением насосов и использования ЧРП при периодических промежуточных откачках нефтепродукта из магистрального неф-

теплопродуктопровода [4]. Планируемая откачка в рассмотренном случае проводится раз в месяц.

По результатам расчетов получено, что самым энергоэффективным при запланированном объеме сброса будет режим работы станции, когда на станциях до и после места врезки будет отключен один из трех насосных агрегатов (исходная схема насосов на станции – 3+1). Энергоэффективность проведения выбранного регулирования можно определить количеством сэкономленных на электроэнергии денежных средств.

Количество сэкономленных денежных средств можно определить по формуле:

$$\mathcal{E} = 12 \cdot 2 \cdot N_{\text{НА}} \cdot \frac{G_{\text{НБ}}}{G_{\text{р отв}}} \cdot C_{\text{ээ}}, \quad (1)$$

где:  $N_{\text{НА}}$  – мощность электродвигателя;  $G_{\text{НБ}}$  – месячный грузооборот на нефтебазе, то есть объем ежемесячного сброса из МНПП;  $G_{\text{р отв}}$  – массовый расход в трубопроводе-отводе;  $C_{\text{ээ}}$  – стоимость электроэнергии.

По итогам выполненного расчета можно сделать вывод, что при использовании на перекачивающих станциях данного магистрального трубопровода на всех станциях насоса НМ-1250-260 после проведения всех регулировочных действий при отключении всего одного насоса на станциях до и после места откачки на потребляемой электроэнергии можно сэкономить около 16 млн. руб. в год. Данная сумма является достаточно весомой при нынешней экономической ситуации, и стремлении компаний-транспортировщиков энергоресурсов к сокращению экономических издержек.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дейнеко С.В. и др. Основное технологическое оборудование и процессы транспорта нефти и нефтепродуктов: учебное пособие. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: <http://elibr.gubkin.ru/content/23045> (дата обращения: 03.11.2021).
2. Поляков В.А., Шестаков Р.А. Системный подход к проектированию трубопроводов [Электронный ресурс]: учебное пособие - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – Режим доступа: <http://elibr.gubkin.ru/content/22990> (дата обращения: 04.11.2021)
3. Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Недра, 2017. – 477 с.
4. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учебное пособие для вузов / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.

УДК 621.6.053

#### **ГЕНЕРАЦИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ**

*В.В. Меркулов, А.Е. Белоусов,  
СПГУ, г. Санкт-Петербург*

Расширение областей применения природного газа и его жидкой формы – сжиженного природного газа обуславливает возрастание ценности СПГ, зани-

мающего все более значительное место в структуре топливно-энергетического комплекса России. Очевидно, что рынок СПГ растет, поэтому промышленное получение данного продукта – одна из отраслей, имеющих большой потенциал повышения эффективности газовой промышленности страны, изменения энергетического баланса отдельных регионов России.

Опыт Российской Федерации, накопленный в области малотоннажной генерации СПГ в условиях газораспределительных станций, дает мощный толчок в направлении удовлетворения потребности внутренней части рынка: газоснабжение удаленных регионов страны, сглаживание пиков потребления газа в периоды повышенного спроса на него. Помимо этого, сжиженный природный газ может быть использован в качестве моторного топлива. Эффективность развития перечисленных областей применения СПГ напрямую зависит от эффективности работы холодильных циклов и, соответственно, установок по сжижению природного газа.

В работе проведен анализ и сравнение методов производства сжиженного природного газа на газораспределительных станциях, выявлены возможности модернизации производственных циклов для повышения их эффективности в рамках применения на газораспределительных станциях. Разработана математическая модель процесса получения СПГ на ГРС с помощью турбодетандерного цикла. Выполнен технико-экономический анализ эффективности применения турбодетандерного цикла получения СПГ. Выявлены перспективы модернизации цикла в сторону увеличения эффективности.

По результатам анализа выявлено, что наиболее выгодным по соотношению коэффициент ожижения / удельные энергозатраты является цикл, основанный на применении турбодетандеров с дросселированием в финальной части цикла.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Белоусов, А.Е. Утилизация энергии сжатого природного газа на малых пунктах редуцирования единой системы газоснабжения при помощи регулируемого детандер-генераторного агрегата объемного типа / Белоусов А.Е., Кабанов О.В., Самигуллин Г.Х., Филатова И.И. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – №9. – С. 18-26;
- 2) Белоусов, А.Е. Экспериментальные исследования процесса редуцирования природного газа с попутной утилизацией его энергии при помощи детандера объемного типа в нестационарных условиях / Белоусов А.Е., Самигуллин Г.Х. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2018. – №S18. – С. 3-17;
- 3) Скоробогатов, А.А. Регулирование давления газа на малых пунктах редуцирования с использованием детандер-генераторных агрегатов / Скоробогатов А.А., Белоусов А.Е. // Транспорт и хранение углеводородов: Материалы I Международной научно-технической конференции для молодых ученых. – Омск, 2020. – 17 с.

**СПОСОБ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭТАНА**

*Р.А. Молчанова, Д.Ф. Бикташев, Р.А. Гилемханов, УГНТУ, г. Уфа*

В соответствии с планами Министерства энергетики РФ в ближайшие 15-20 лет будет достигнута почти полная утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) на нефтегазовых месторождениях. Обусловлено это климатической повесткой, обязывающей сокращение выбросов парниковых газов, а также необходимостью более широкого использования газового сырья и развития газохимии. Получение сырья для газохимии на месторождениях в виде индивидуальных углеводородов имеет максимальный экономический и экологический эффект.

Анализ состава ПНГ на различных месторождениях Западной Сибири по данным [1] показывает, что содержание этана практически в 10 раз меньше, чем метана, поэтому этан в большинстве случаев транспортируется по трубопроводам в составе ШФЛУ – широких фракций легких углеводородов [2]. ШФЛУ используют как для получения индивидуальных углеводородов, так и в качестве сырья для получения широкого ряда продукции углеводородов, таких как синтетический каучук, пластмасса, этанол, а также для получения одного из самых производимых органических соединений в мире – этилена.

При внедрении наилучших доступных технологий низкотемпературного разделения и абсорбции ПНГ для получения этана, возможно достижение экономически выгодного отбора этана не ниже 99,8 %, соответствующего условиям [3,4].

Основной проблемой является доставка индивидуальных углеводородов с промыслов к газоперерабатывающим заводам, расположенным на значительном удалении. Поскольку содержание этана в ПНГ не превышает 6 %, то возникает вопрос о способах транспортировки: в жидком или газообразном состоянии по магистральным трубопроводам или, также как и метан, в жидком состоянии морским, железнодорожным или автомобильным транспортом в криогенных сосудах. Получение небольших объемов этана позволяет рассматривать периодическую транспортировку этана в жидком состоянии.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Сборник материалов научно-экспертного совета при председателе Совета Федерации на тему «Инновационные технологии переработки и использования попутного нефтяного газа» от 10 февраля 2010.
2. ТУ 38.101524-2015 «Широкие фракции легких углеводородов».
3. ИТС 50-2017 «Переработка природного и попутного газа».
4. ТУ 0272-022-00151638-99 Этановая фракция. Технические условия.

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ БИОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ***Р.А. Молчанова, А.Д. Рожок, Э.А. Усманова, УГНТУ, г. Уфа*

Объем мирового рынка биогаза в 2020 году был оценен в 57,53 миллиарда долларов США и, по прогнозам, будет расти совокупными годовыми темпами роста (CAGR) в 4,4% с 2021 по 2028 год. Ожидается, что на мировом рынке будут наблюдаться высокие темпы роста в связи с ростом спроса на продукцию в различных областях применения, таких как электроэнергия, тепло, автомобильное топливо, модернизированный биогаз и газ для приготовления пищи. Биогаз считается одной из ключевых технологий как для достижения целевых показателей государств-членов ЕС в области возобновляемых источников энергии в 2020 году, так и для удовлетворения их требований в рамках Европейской директивы по управлению органическими отходами. Нормативные ограничения на обращение с отходами и внедрение специальных схем поддержки возобновляемых источников энергии сделали сектор биогаза быстро развивающимся рынком во многих европейских странах. Европейская ассоциация биогаза (ЕВА) и Европейская газовая инфраструктура (GIE) выпустили второе издание "Европейской карты биометана". Анализ собранных данных показывает, что количество биометановых заводов в Европе увеличилось на 51% за 2 года, с 483 в 2018 году до 729 в 2020 году. В настоящее время в Европе насчитывается 18 стран, производящих биометан. Наибольшая доля биометановых заводов приходится на Германию – 232 завода, за ней следуют Франция – 131 завод и Великобритания – 80 заводов (рисунок 1).

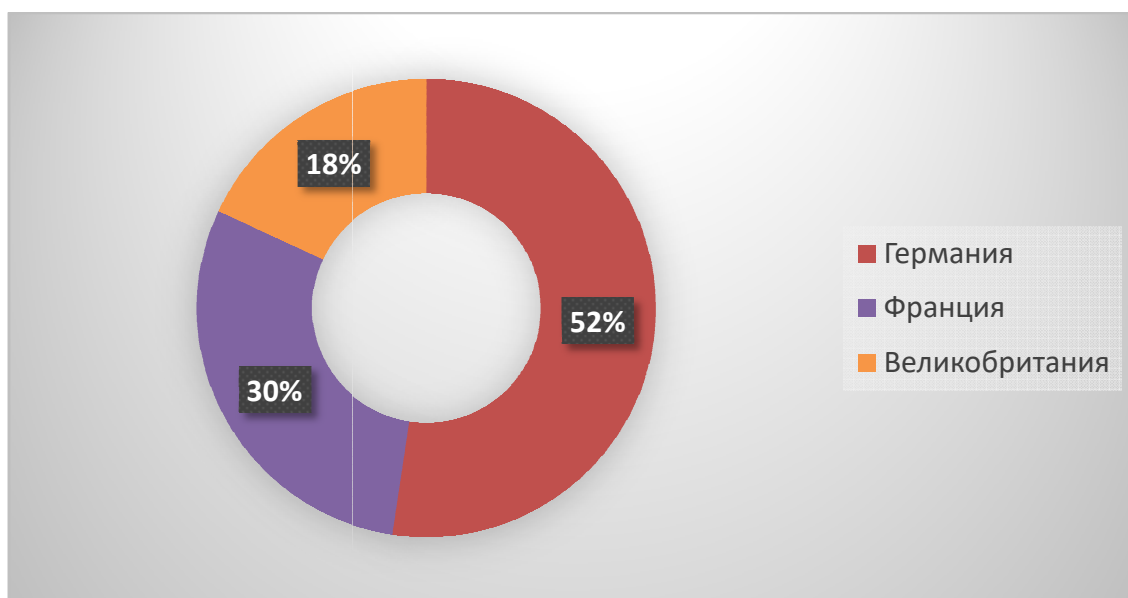


Рисунок 1 – Диаграмма распределения биометановых заводов в ЕС

Российская Федерация также имеет хорошие предпосылки для эффективного развития сектора биоэнергетики, поскольку обладает большим потенциалом биомассы, доступной для производства энергии. Постоянным источником биомассы для производства биогаза могут служить органическая фракция твер-

дых коммунальных отходов и органическая фракция отходов животноводства и птицеводства, а также донные иловые отложения. Используя биогазовые технологии при объемах исходного сырья 780 млн. т. органических отходов только в аграрном секторе можно получить до 68 млрд. м<sup>3</sup> биогаза и, соответственно, около 110 млрд кВт·ч электроэнергии ежегодно [1]. На данный момент развитие биогазовой промышленности происходит в двух направлениях: создаются масштабные биогазовые станции (например, как станция «Лучки» и «Байцуры» в Белгородской области), и небольшие фермерские биогазовые установки с объемом ферментации не более 10–15 м<sup>3</sup> [1].

В связи с рекордным ростом цен на природный газ в Европе в 2021 году производство биогаза становится еще более актуальным. Цена на природный газ достигла рекордных значений 2000 \$ за 1000 м<sup>3</sup> (15,2 \$/ГДж). При этом по расчетам на 2021-2028 год средняя цена производства биогаза будет варьироваться в значениях 12-14 €/ГДж (рисунок 2).

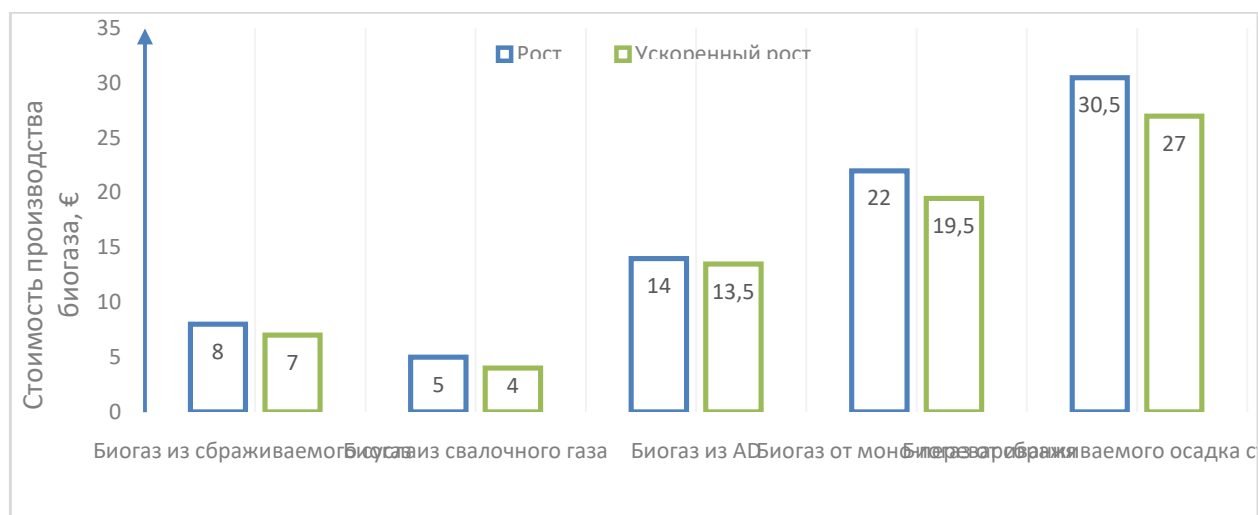


Рисунок 2 – Стоимость производства биогаза в ЕС 2021-2028 г.

Таким образом, цена производства биогаза в Европе по сценариям на 2021-2028 год является сопоставимой с ценой природного газа. Но при этом использование биогаза по сравнению с сжиганием природного газа является нейтральным по отношению к CO<sub>2</sub>. Использование биогазовых технологий исключает загрязнение сточных вод, уменьшает выбросы в атмосферу вредных веществ, снижает эпидемиологическую опасность от хранения отходов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 г., №1523-р.

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

*А.В. Мусаев, УГНТУ, г. Уфа*

Одной из основных задач экономики в энергетике является постоянное и непрерывное увеличение энергоэффективности, в первую очередь – на действующих и строящихся ТЭС и АЭС. Рассматриваются проблемы эксплуатации конденсаторов паровых турбин и оросительных и водораспределительных систем башенных градирен. Отмечено, что из этих устройств в окружающую среду поступает до 60% тепловой энергии, полученной в результате сжигания топлива для выработки электрической энергии. Проанализированы методы очистки от отложений конденсаторов, конструкции применяемых тепло-массообменных устройств градирен, их недостатки и влияние на охлаждающую способность. Перейдя от постановки задачи, показаны не только пути решения вышеуказанных проблем, но и представлены материалы, в том числе экспериментальные, по удачной и эффективной их реализации (рисунки 1 и 2).

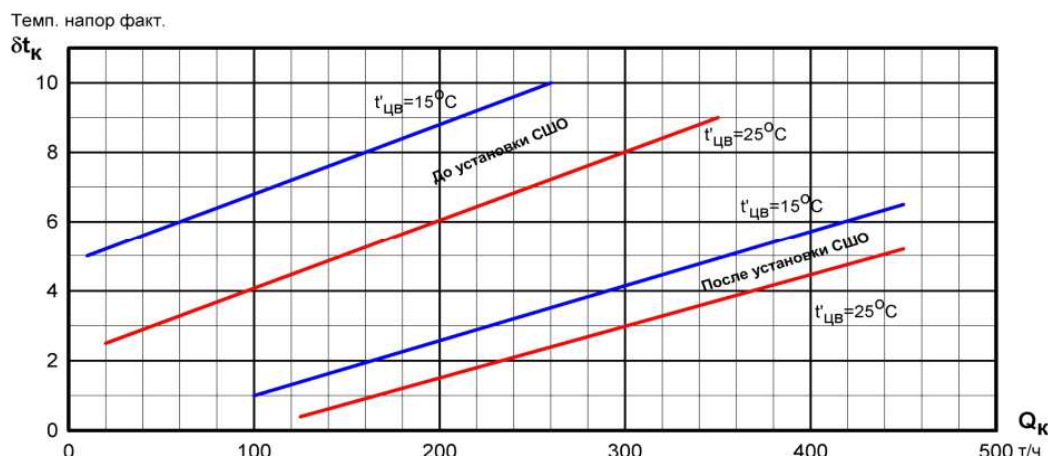


Рисунок 1 - Температурный напор конденсатора 180-КЦС турбины Т-180/210-130-1 ЛМЗ до и после установки АСШО

Приведены методики оценки экономической эффективности работы автоматической системы шариковой очистки (АСШО) конденсатора турбины и оросительной и водораспределительной систем башенной градирни. Важно, что эти методики могут быть реализованы на многих подобных объектах, так как они обладают, в определенной степени, универсальностью. Приведены результаты расчетов, свидетельствующих об эффективности АСШО и градирен с полимерным оросителем.



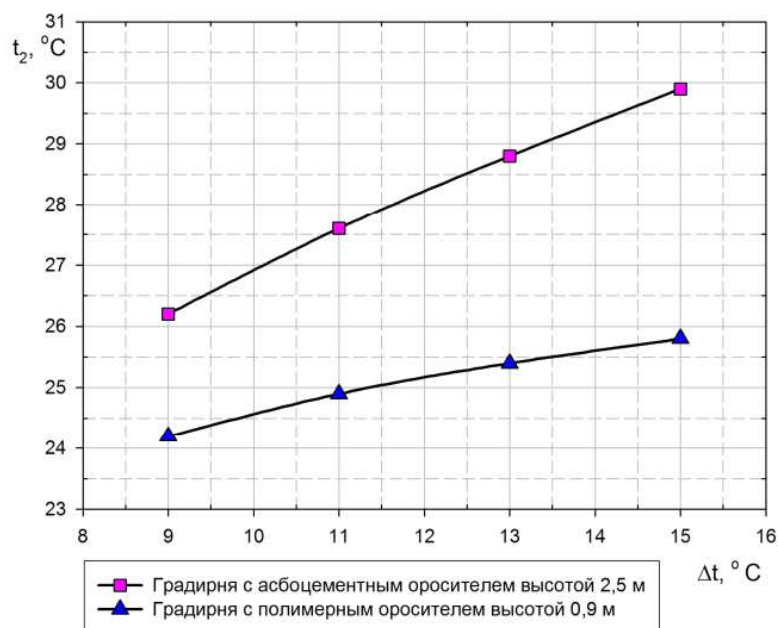


Рисунок 2 - График зависимости температуры охлажденной воды от тепловой нагрузки до и после установки полимерного оросителя

Предложены мероприятия по совершенствованию АСШО конденсатора турбины, а также оборотных систем, градирен и их конструкций с целью повышения их эффективности.

Необходимо отметить, что приведенные энергоэффективные технологии в системах технического водоснабжения также увеличивают располагаемую электрическую мощность ТЭС и могут быть распространены на тепловые и атомные электростанции Российской энергосистемы и ближнего зарубежья.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Калатузов В.А. Влияние систем технического водоснабжения с градирнями на технико-экономические показатели тепловых электростанций. // Энергосбережение и водоподготовка. – 2009 №6 (62).
2. Зенович-Лешкевич-Ольпинский Ю.А. Создание и эффективность автоматической системы шариковой очистки конденсатора 180-КЦС-1 турбины Т-180/210-130-1 ЛМЗ. Часть 1 и 2 // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. 2015. №3.

УДК 621.1.016

### КОМПЛЕКСНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ, СОПРОВОЖДАЮЩИХ КОНВЕКТИВНО-ДИФфуЗИОННЫЕ ЯВЛЕНИЯ ПРИ РАЗДЕЛЕНИИ ДИСПЕРСНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД В ПОЛЯХ ВНЕШНИХ СИЛ

*Е.Э. Очиров, С.Н. Харламов, Национальный исследовательский томский  
политехнический университет, г. Томск*

**Актуальность.** В основе технологии обезвоживания лежит процесс разрушения водонефтяных эмульсий, заключающийся в превращении их из устойчивого мелкодисперсного состояния в кинетически неустойчивую, крупнодис-

персную расслаивающуюся систему. Существуют различные стадии процесса деэмульсации и традиционно применяемые при них методы, но одним из интересных, на сегодняшний день, нетрадиционных методов деэмульгирования считается обработка электромагнитными полями. Электромагнитная обработка образцов эмульсии типа «вода в масле» в динамическом режиме приводит к деэмульгированию эмульсий. Компоненты, присутствующие в исследуемых эмульсиях (асфальтены, смолы, парафины, сульфид железа и механические примеси), которые являются стабилизирующими агентами для сохранения оболочек и способствуют повышению их прочности, больше всего подвергаются воздействию электромагнитного поля, которое способствует рекомбинации процессов и значительных структурных преобразований в нефтяных системах.

**Целью данной работы** является комплексное моделирование процессов, сопровождающих конвективно-диффузионные явления при разделении дисперсных углеводородных сред в полях внешних сил (э/м поле).

**Математическая модель. Постановка задачи и основные уравнения, описывающие воздействие электромагнитного поля на углеводородную среду.**

В исследовательской работе необходимо оптимизировать процесс обезвоживания водонефтяных эмульсий с помощью использования неоднородного электромагнитного поля, которая требует детальной верификации используемых теоретических моделей и систематического экспериментального анализа данных об эффективности обработки таким полем среды с целью сокращения расстояния между каплями воды. Схематически это можно показать на примере работы [3].

При формулировке математической модели, необходимо понимание явлений тепломассопереноса и электродиффузии в водонефтяной эмульсии под воздействием внешних сил, в данном случае электромагнитного поля. Полагая, что в рассматриваемой среде химических реакций не происходит и внешние объемные силы отсутствуют. В случае поляризующего немагнитного диэлектрика справедливы следующие уравнения состояния:

$$D = \varepsilon_0 \varepsilon(\omega, \rho, T) E, \quad B = \mu_0 H \quad (1)$$

Также нужно учесть, что в изотропной и гомогенной среде выполняется условие аддитивности диэлектрических проницаемостей компонентов.

$$\varepsilon(\omega, \rho, T) = \frac{1}{\rho} \sum_k \rho_k \varepsilon_k = \sum_k C_k \varepsilon_k \quad (2)$$

Здесь  $\rho_k$  и  $C_k = \frac{\rho_k}{\rho}$  – плотность и массовая концентрация  $k$ -го компонента;  $\varepsilon_0$  – диэлектрическая проницаемость вакуума. В данной формуле диэлектрическая проницаемость  $k$ -го компонента зависит от частоты  $\omega$ , плотности  $\rho$  и температуры  $T$ .

Закон сохранения массы для компонента  $k$  и системы в целом имеют вид:

$$\rho \left( \frac{\partial c_k}{\partial t} + (\vec{u} \nabla) c_k \right) = -\operatorname{div} \vec{J}_k, \quad (3)$$

$$\frac{d\rho}{dt} = -\rho \operatorname{div} \vec{u}$$

где  $\vec{u} = \rho^{-1} \sum_k \rho_k \vec{u}_k = \sum_k c_k \vec{u}_k$  –среднемассовая скорость,  $J_k$  -плотность диффузионного потока k-го элемента.

$$J_k = \rho(u_k - u), \quad \rho = \sum_k \rho_k, \quad \sum_k c_k = 1$$

Взаимодействие многокомпонентной среды с ЭМП на основании выше-сказанных формул (1)-(3) можно получить выражения для производства энтропии и термодинамических потоков, которые представлены в работе [1]. И в случае неоднородного ЭМП задействуются явления электродиффузии и переноса тепла под действием поля. Исходя из выражений потоков, под воздействием поля, возникают дополнительные члены, характеризующие в теплом потоке усиление прямого переноса тепла, в диффузионном потоке, то есть усиление перекрестного термодиффузионного переноса с коэффициентами диффузии и термодиффузии:

$$D = \frac{L_{11}}{\rho T} \frac{1}{1-c_1} \left( \frac{\partial \eta_1}{\partial c_1} \right)_{T,p,\vec{E}\vec{H}} - \text{коэффициент взаимной диффузии};$$

$$D^E = \frac{L_{11}}{2\rho^2 T} \varepsilon_0 (\varepsilon'_2 - \varepsilon'_1) - \text{коэффициент электродиффузии, характеризующий вклад ВЧ ЭМ поля в диффузионные потоки};$$

$$D_T^E = \frac{L_{11}\varepsilon_0}{2\rho^2 T^2} \left( (\varepsilon'_1 - \varepsilon'_2) - T \frac{\partial(\varepsilon'_1 - \varepsilon'_2)}{\partial T} \right) - \text{коэффициент электротермодиффузии, характеризующий вклад в термодиффузии. ВЧ ЭМ поля.}$$

Можно отметить, что ЭМП проявляет себя за счет электродиффузии и электромагнитной теплопроводностью, и дополнительными членами  $D^E$  и  $D_T^E$ .

**Метод решения.** По результатам экспериментов можно выявить численную оценку соответствующих перекрестных параметров, в основу которой положено более полное уравнение конвективной диффузии и теплопроводности с учетом полученных коэффициентов для перекрестных диффузионных эффектов:

$$m \frac{\partial c_1}{\partial t} + (u \nabla) C_1 = D \nabla^2 C_1 + (\alpha_T + \alpha_T^E) D \nabla^2 T$$

(4)

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_f c_f (u \nabla) T = \lambda \nabla^2 T + Q$$

(5)

Здесь  $m$ -пористость модели,  $u$  – средняя скорость фильтрации,  $\rho$  и  $c$ ,  $\rho_f, c_f$  – плотность и удельные теплоемкости среды и фильтрующейся смеси,  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности насыщенной пористой среды,  $\alpha_T = \frac{D_T}{D}$  – термодиффузия,  $\alpha_T^E = \frac{D_T^E}{D}$  – электротермодиффузия [1].

## Результаты решения.

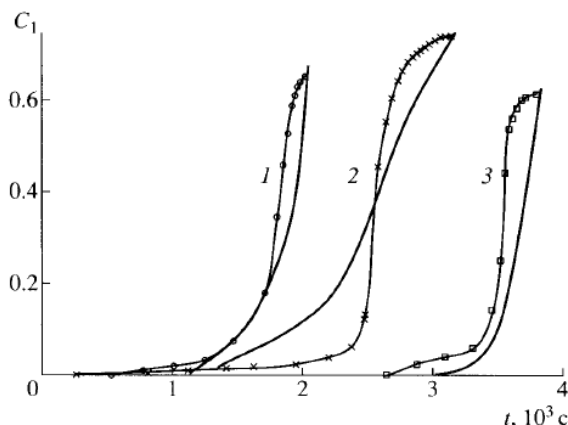


Рис.1. Зависимость концентрации растворителя на выходе из модели пласта от времени: 1 - тепловое воздействие, 2 - ЭМ-воздействие, 3 - без воздействия [1].

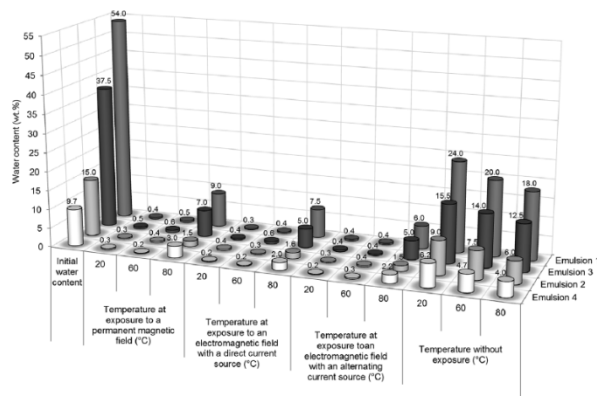


Рис.2. Влияние температуры при электромагнитной обработке на содержание воды в масляной фазе [2].

В рассматриваемом случае конвективно-диффузионного переноса суммарный термо- и электротермодиффузионный коэффициент ( $D_T + D_T^E$ ) более чем на порядок превышает собственно термодиффузионный  $D_T$ . На рис.2 представлена работа [2], где также изучается влияние ЭМП на систему «вода в масле». На рисунке можно также заметить, что при влиянии температуры в сочетании внешнего поля эффект деэмульгирования эмульсии проходит эффективно.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нигматулин Р. И., Саяхов Ф. Л., Ковалева Л. А. Перекрестные явления переноса в дисперсных системах, взаимодействующих с высокочастотным электромагнитным полем // Доклады академии наук. – Федеральное государственное бюджетное учреждение "Российская академия наук", 2001. – Т. 377. – №. 3. – С. 340-343.
2. Romanova Y. N. et al. Demulsification of water-in-oil emulsions by exposure to magnetic field // Journal of petroleum science and engineering. – 2019. – Т. 179. – С. 600-605.
3. Chen Z., Shen X. Study on dielectrophoretic deposition of airborne particles in a vertical micro channel // Building and environment. – 2010. – Т. 45. – №. 4. – С. 968-975.

УДК 622.692

## ПРИМЕНЕНИЕ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ АГРЕГАТОВ В КАЧЕСТВЕ ИСТОЧНИКА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ АВО ГАЗА ДКС НА УКПГ-15 УРЕНГОЙСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

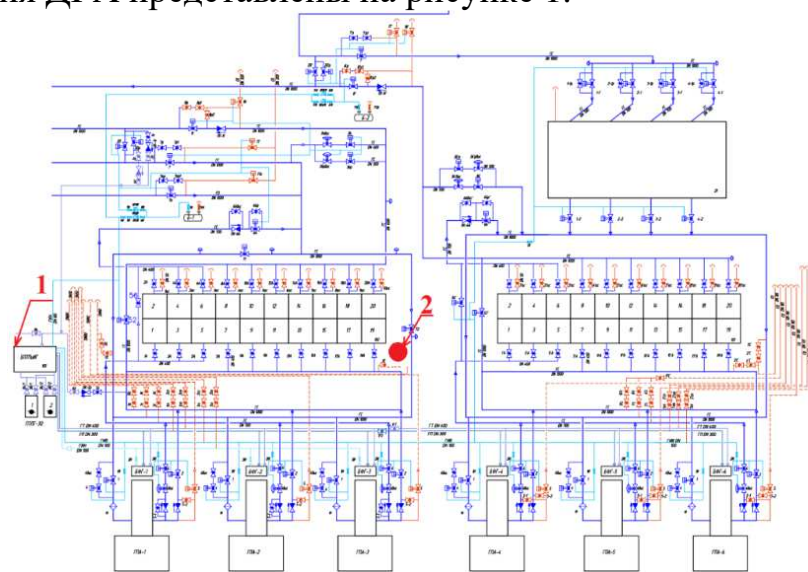
*В.О. Смольников, УГНТУ, г. Уфа*

Снижение издержек производства природного газа является одной из задач Энергетической стратегии России и ПАО «Газпром».

На установках комплексной подготовки газа (УКПГ) детандер-генераторные агрегаты (ДГА) зарекомендовали себя и используются для охлаждения природного газа и в качестве воздушного стартера в составе газотурбинной установки.

Кроме того, отечественный опыт доказал эффективность применения ДГА для выработки электроэнергии на ГРС и ГРП.

Технологический перепад давления на участке дожимной компрессорной станции (ДКС) существует во многих местах, но наиболее подходящими являются места, где возможно осуществлять отбор нагретого газа. К таким местам относятся БПТПиИГ (блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа), в котором установлены печи подогрева ППТГ-30 и происходит непрерывное редуцирование топливного газа, а также участок между узлом подключения первой и второй ступени. На втором участке отбор газа необходимо осуществлять до аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа второй ступени, чтобы предотвратить возможное выпадение газогидратов при редуцировании. Далее, газ после ДГА возможно перепускать на вход первой ступени компримирования, что позволит увеличить помпажный запас агрегатов. Возможные места подключения ДГА представлены на рисунке 1.



1 – подключение ДГА в БПТПиИГ; 2 – подключения ДГА после ГПА второй ступени  
Рисунок 1 – Схема возможных мест подключения ДГА на УКПГ-15

Вырабатываемую электроэнергию предлагается использовать для питания АВО газа первой и второй ступени. Следует отметить, что во время перебоев с электроэнергией АВО газа не подпитаны к дизельным электростанциям ДКС, что негативно сказывается на технологическом режиме. Происходит быстрый нагрев газа, и температура достигает предельного значения  $150^{\circ}\text{C}$ , при которой происходит срабатывание защиты АСУТП ГПА и происходит аварийный останов ГПА.

Таким образом, применение ДГА позволяет более рационально использовать перепад давления, а также снизить риск аварийных ситуаций на установках комплексной подготовки газа (УКПГ).

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

3 Расчёт основных газодинамических параметров турбодетандера: учебно-методическое пособие для студентов специальности 21.04.01 Нефтегазовое дело, «Проектирование и эксплуатация объектов трубопроводного транспорта углеводородов» / С.В. Китаев, Р.Р. Фарухшина. – Уфа.: УГНТУ, 2020 г. – 50 с.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА С КАЧЕСТВЕННО-КОЛИЧЕСТВЕННЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ

*А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа*

При проектировании централизованных систем теплоснабжения на промышленных предприятиях первоначально применяли температурный график  $150/70^{\circ}\text{C}$ . Однако недофинансирование крупных источников теплоснабжения привело к деградированию используемого оборудования и переходу на пониженные температурные графики. Преимуществом перехода является повышение эффективности действующих источников тепловой энергии, работающих на основе когенерации, которая напрямую зависит от снижения температуры обратной сетевой воды за счет дополнительной выработки электроэнергии на тепловом потреблении. При этом при транспортировке тепловой энергии снижаются потери тепла через изоляцию, также повышается надежность и долговечность теплопроводов. С другой стороны, переход на пониженный температурный график ( $95/70^{\circ}\text{C}$ ) привел к увеличению расхода теплоносителя в сетях для обеспечения расчетных нагрузок на теплоснабжение. Снижение температуры теплоносителя в подаче значительно повлияло на работу системы воздушного отопления, которые испытывают дефицит в температуре.

На анализируемом предприятии в связи с изношенностью оборудования на источнике теплоснабжения, изначально подобран температурный график, который ориентирован на качественно-количественное регулирование с режимами «перетопа» и «недотопа» помещений (данные режимы возникают, если плавное регулирование расхода сетевой воды на источнике не предусмотрено). На рисунке 1 показаны температуры подающего трубопровода для «классических» температурных графиков и используемого в настоящий момент (показан основной линией).

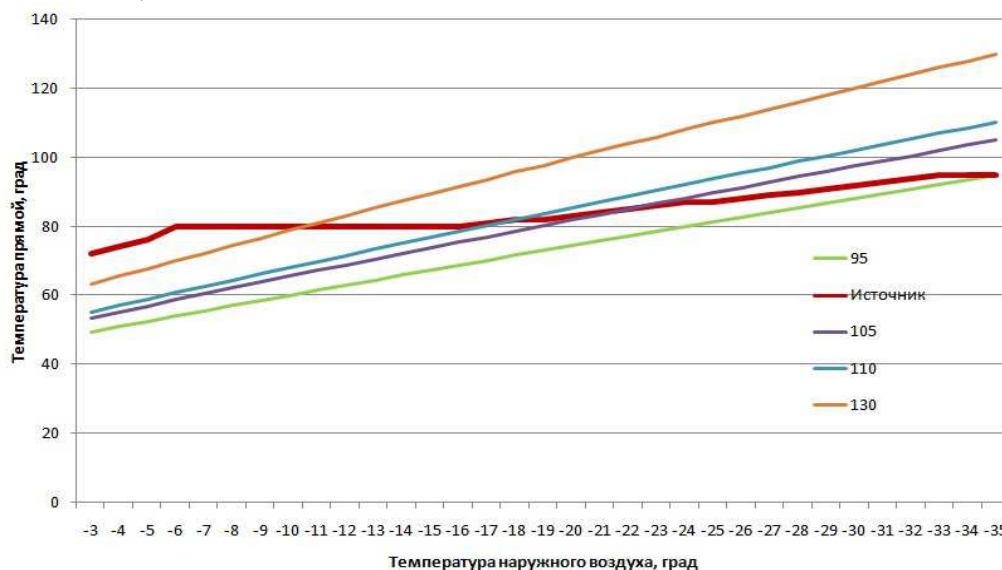


Рисунок 1 – Температура прямой Т1 для различных температурных графиков

Для анализа эффективности внедренного температурного графика были построены графики по перепадам температур между подающим и обратным трубопроводом для разных «классических» температурных графиков. Для средних температур наружного воздуха в отопительный период, по перепаду температур между подающим и обратным трубопроводом, фактический температурный график близок к 105/70°C и 110/70°C. После точки «излома» (температура в подающем трубопроводе повышается выше 70°C) фактический график характеризуется графиком 150/70°C. При температуре наружного воздуха -8°C фактический график характеризуется температурой для графика 130/70°C. Далее, при понижении температуры наружного воздуха перепады температур между подающим и обратным трубопроводом, характерны для графиков 110/70°C, 105/70°C и при расчетной температуре наружного воздуха -35°C перепад составляет 25°C, что характерно для графика 95/70°C.

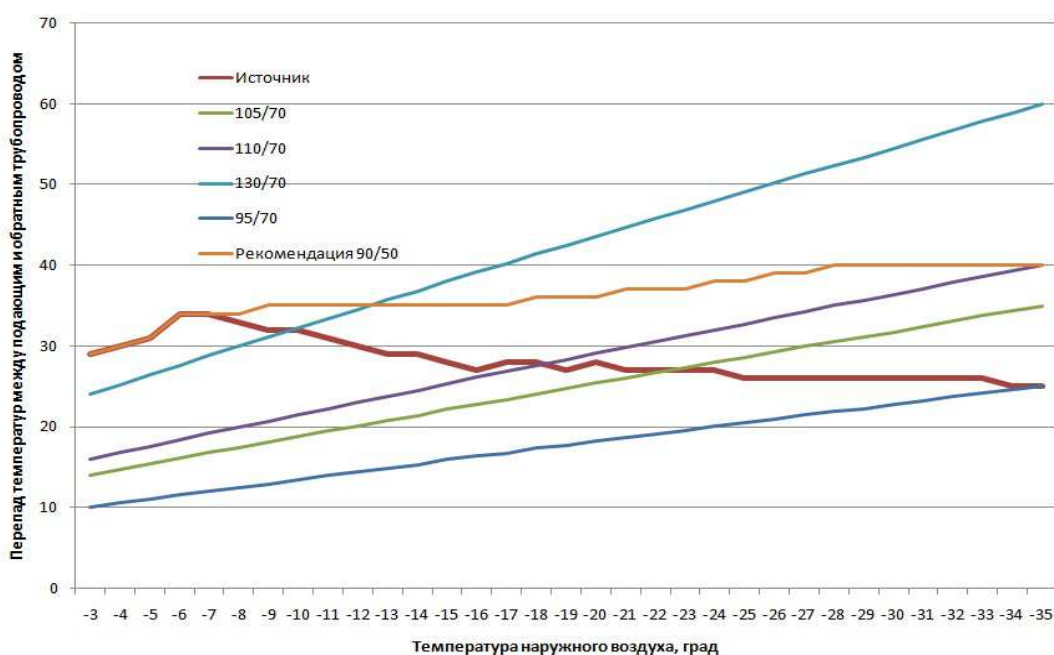


Рисунок 2 – Перепад температур между подающим и обратным трубопроводом для разных температурных графиков

Как видно из рисунка 2, перепад температур между подающим и обратным трубопроводом с понижением температуры наружного воздуха снижается, и, как следствие, возникает необходимость увеличения расхода сетевой воды за счет подключения дополнительного сетевого насоса на источнике. Для снижения расхода сетевой воды рекомендуется обеспечить увеличение перепада температур между подающим и обратным трубопроводами в зависимости от температуры наружного воздуха, что потребует понижения температуры обратного трубопровода при расчетных температурах (переход на температурный график 90/50°C).



## **МЕСТО ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ СРЕДИ ТРУБОПРОВОДНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ И СПГ**

*Б.Б. Таукеев, Р.Э. Гасымов,  
СПГУ, г. Санкт-Петербург*

В результате возрастающей потребности на мощные и экономически выгодные источники энергии, какими могут являться газовые гидраты, вопросы транспортировки газовых гидратов становится все более и более актуальной. В нашем исследовании предпринята попытка уточнения места газовых гидратов среди трубопроводной транспортировки и СПГ. Газогидрат, нетрадиционный вид природного газа, имеет особенные физические свойства, в сравнении с сжиженным и обычным природным газом, и их можно использовать для транспортировки сырья. Исследования основываются на множестве эмпирически полученных в лабораторных условиях параметров состояния газовых гидратов. Лабораторные данные имеют большую ценность для определения условий существования газогидратов и его морфологических свойств. За счет этих исследований можно определить место каждого вида транспортировки природного газа в зависимости от различных климатических условий и параметров окружающей среды. А также для каждого способа требуется различная инфраструктура, из которых складывается себестоимость. Задачи, поставленные для определения рентабельности газогидратной транспортировки: определение единой зоны стабильности газовых гидратов, расчет затрат энергии при транспортировке всех видов природного газа, сравнение их себестоимости, а также их прибыльности.

В результате проведенных исследований можно сделать вывод о том, что цель, заключающаяся в определении места газовых гидратов в транспортировке природного газа частично выполнена: определено, на данный момент ГПГ занимает промежуточное положение среди других видов транспортировки газа и выгоден лишь на относительно небольшие расстояния, но построенный для сравнения график энергий на создание и поддержание параметров транспортировки газовых гидратов рассчитан, исходя из множества экспериментальных данных, полученных в разных лабораториях, следовательно, точность и правильность этих данных не может быть подтверждена из-за отсутствия нужного оборудования. Но по проделанной работе можно также сделать умозаключение о том, что энергия на содержание газогидратов наиболее резко меняются в зависимости от параметров окружающей среды по сравнению с СПГ и обычным природным газом и может перевозиться лишь при 1 атм, если поддерживается температура в  $-30^{\circ}\text{C}$ . Но данная работа выполнена в ознакомительных целях и для наглядного представления сути транспортировки ГГ, поэтому не гарантирует высокую точность представленных данных. В дальнейшем необходимо подтвердить зону стабильности газовых гидратов проведением опытов в лаборатории, определить возможные дополнительные затраты в области транспор-



тировки газогидратов и точно определить ее место в транспортировке природного газа.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 David Mannel David Puckett., «Transportation and Storage of Natural Gas Hydrates», 2008, P. 18
- 2 Квон В.Г. Термодинамическое моделирование фазовых равновесий углеводородных систем с водой и газовыми гидратами для повышения эффективности технологий в добыче газа: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. юрид. наук (25.00.17) / Квон Валерий Герасимович; «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ». – Москва, 2018г – С. 9.

УДК 622.692.4.07

### **ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА**

*Т.Р. Фазлеев, Л.А. Ахметшина, О.В. Смородова, УГНТУ г. Уфа*

Агрессивные породы почв в большей мере влияют на стальные трубопроводы, нежели на композитные. Так, большую долю аварийности среди стальных трубопроводов составляют внутренняя и наружная коррозия – 26% и брак при СМР – 25 %.

Во время строительно-монтажных работ, в случае несоблюдения технологии укладки стальных труб на них могут появиться вмятины с развитием язвенной коррозии с износом наружного слоя трубы.

Перспективным направлением повышения эффективности трубопроводных систем является использование труб из композитных материалов. Интенсивное развитие предлагаемое направление получило более 20 лет назад с изобретением полимера нового класса - PE-RT (Polyethylene of Raised Temperature). Композитные трубопроводы из полимера PERT обладают нулевой адгезией, минимальной шероховатостью и стойкостью к коррозионным разрушениям, что обеспечивает срок безаварийной работы системы до 80 лет.

Зарубежный опыт применения композитных трубопроводов показал, что количество аварий значительно снизилось. В США за последние 20 лет аварийность снизилась на 0,24%, надежность трубопроводов в Канаде и Великобритании увеличилась ,в 1,5-2 раза по сравнению с показателями предыдущего периода.

Тем не менее, уровень аварийности в трубопроводах газотранспортной системы России остается достаточно высоким (рисунок 1).

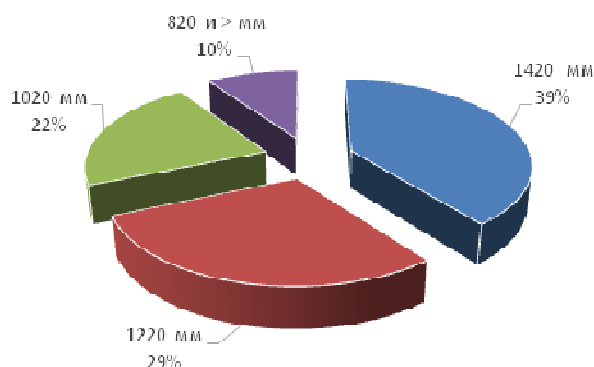


Рисунок 1 – Структура аварий на газопроводах различного диаметра, %

Одним из решений по снижению аварийности на линейной части магистрального транспорта газа является переход на композитные газопроводы. В настоящее время с каждым годом коэффициент отслаивания внутренних участков покрытия стенок стальных газопроводов увеличивается, это влечет за собой уменьшение площади проходного сечения. Замена стальных труб на композитные позволит исключить коррозионное разрушение системы, увеличить срок службы газопроводов и снизить эксплуатационные затраты.

Целью работы является оценка целесообразности замены стального магистрального газопровода диаметром 1420 мм протяженностью 70 км на композитную трубопроводную систему. Линейная часть содержит переходы через автомобильные дороги, преодоления водных преград, переход через р. Белая.

Таблица 1 – Затраты на эксплуатацию газопровода (2019 г.)

| Направление затрат        | Стальные трубы, млн. р./год | Композитные трубы, млн. р./год |
|---------------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| Затраты на обслуживание   | 1,767                       | 1,378                          |
| Затраты на КР в год       | 3,850                       | 2,800                          |
| Внутритрубная диагностика | 0,600                       | 0                              |
| Система ЭХЗ               | 0,115                       | 0                              |

Экономический эффект применения композитных газопроводов по сравнению со стальными на рассмотренном участке составляет 1,554 млн р./год.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Зубаиров, Т.А. Развитие технологий изготовления и применения труб из полимерных и композитных материалов//disserCat-электронная библиотека диссертаций. 2009. № 3.
2. Байков И.Р., Смородова О.В., Китаев С.В. Энергетическая эффективность нанокompозитных трубопроводов // Нанотехнологии в строительстве. 2018. №3. С.20-36. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2018-10-3-20-36. [http://nanobuild.ru/ru\\_RU/journal/Nanobuild-3-2018/20-36.pdf](http://nanobuild.ru/ru_RU/journal/Nanobuild-3-2018/20-36.pdf) (дата обращения: 09.11.2021).
3. Ягубов Э.З., Ягубов З.Х. Проблемы применения композиционных труб в нефтегазовой отрасли и пути их решения//Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10. № 4 (53). С. 33. URL: [https://elibrary.ru/download/elibrary\\_22149708\\_71464059.pdf](https://elibrary.ru/download/elibrary_22149708_71464059.pdf) (дата обращения: 09.11.2021).
4. Смородова О.В., Костарева С.Н., Байков И.Р., Башарова Л.Р. Эффективность композитных трубопроводов для газотранспортных систем//Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2019. № 1. С. 201-217.
5. Егорова Н.А., Змиенко Д.С., Козин И.В. Зарубежные тенденции композитных материалов для ремонта трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2017. № 4. С 44-53 дата обращения 09.11.2021).

За последние годы на рынке появились десятки новых теплоизоляционных материалов, благодаря чему произошел значительный прорыв, в первую очередь, в сфере энергосбережения. С развитием новых технологий, современные изоляционные материалы стали более эффективными, экологически безопасными, разнообразными и отвечают конкретным техническим задачам строительства: уменьшению толщины ограждающих конструкций, расходов строительных материалов, а также экономии топливно-энергетических ресурсов при обеспечении нормального микроклимата в помещениях [1].

Учитывая большое разнообразие теплоизоляционных материалов, важным вопросом является их систематизация и проведение сравнительного анализа с целью принятия наиболее эффективного решения.

Жидкая (керамическая) теплоизоляция — это жидкий теплоизоляционный материал на основе вакуумных стеклянных микросфер и полимерного связующего. Жидкая консистенция позволяет наносить керамический материал на сложные геометрические формы, где традиционная тепловая изоляция трудно применима.

Жидкая сверхтонкая теплоизоляция, имея коэффициент теплопроводности на уровне средних значений, обладает целым рядом преимуществ: стойкость к перепадам температур и влажности; высокие антикоррозионные свойства; повышенная стойкость к механическим воздействиям; экологическая чистота, пожароустойчивость [4].

Утеплитель теплолен производится на основе льняных волокон без фенола, формальдегида и других опасных веществ. Для его изготовления волокна, получаемые из стеблей льна, спрессовывают в маты. Связующим элементом выступает полиэфир. Высокая теплоемкость позволяет плитам долго сохранять прохладу летом и тепло зимой. Утеплитель обладает антисептическими и бактерицидными свойствами, имеет высокий коэффициент звукопоглощения, также отсутствует потребность в парозащитных пленках. Способность сохранять все вышеописанные качества сохраняется очень долго — срок службы материала составляет до 75 лет. Монтируется теплолен аналогично прочим волокнистым утеплителям.

Теплоизоляция PIR — это инновационный теплоизоляционный материал нового поколения на основе пенополиизоцианурата (современный полимер на основе пенополиуретана, который получается в результате реакции полиола и изоцианурата). В результате прочных изоциануратных связей образуется жесткая ячейка. Полиол обеспечивает необходимую эластичность между жесткими ячейками.

Плиты устойчивы к воздействию влаги и воды. Плиты из PIR-полиуретана гораздо прочней стандартных типов пенопласта и минеральной ваты. Также

PIR может быть напыляемой. Главным преимуществом является сплошная однородность изолирующего покрытия.

Аэрогель – это материал, представляющий собой гель, в котором жидкая фаза полностью заменена газообразной, вследствие чего вещество обладает рекордно низкой плотностью. Теплоизоляционные материалы с аэрогелем используются для защиты высокотемпературных установок, для теплоизоляции трубопроводов, резервуаров различных размеров [2].

Общие преимущества аэрогелевых материалов: 1) экологическая безопасность; 2) огнестойкость (класс НГ); 3) малая плотность; 4) гидрофобность; 5) низкая теплопроводность; 5) простота монтажных работ.

Таблица 1 – Характеристики теплоизоляционных материалов

|                                      | Жидкие тепло-<br>изоляторы | Теплолен | PIR теплоизо-<br>ляция | Аэрогель |
|--------------------------------------|----------------------------|----------|------------------------|----------|
| Коэффициент теплопроводности, Вт/м·К | 0,070                      | 0,038    | 0,022                  | 0,019    |
| Плотность, кг/м <sup>3</sup>         | 650                        | 32       | 33                     | 50-250   |
| Долговечность, лет                   | 15-30                      | 75       | Более 25               | Более 30 |
| Цена р за м <sup>2</sup>             | 795                        | 207      | 845                    | 1714     |
| Оптимальная толщина, мм              | 1,5                        | 50       | 50                     | 3        |
| Влагопоглощение, %                   | 2                          | 90       | 9                      | 0        |
| Огнестойкость                        | +                          | -        | +                      | +        |

В результате анализа установлено, что аэрогель является наиболее эффективным изоляционным материалом, имея наименьший коэффициент теплопроводности, но является самым затратным. В перспективе усовершенствование технологического процесса производства аэрогеля позволит снизить затраты на его получение и расширить сферу его использования.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Горелик П.И. Современные теплоизоляционные материалы и особенности их применения / П.И. Горелик, Ю.С. Золотова // Строительство уникальных зданий и сооружений. — 2014. — №3(18). — С. 93 - 103.
2. Каддо М.Б. Перспективы применения аэрогеля в строительстве / М.Б. Каддо, М.В. Синотова // Наука и бизнес: пути развития. — 2018. — №12(90). — С. 66 - 68.
3. Колнооченко А.В. Аэрогели - новые перспективные материалы / А.В. Колнооченко, А.Н. Ершова, П.А. Гуриков, Н.В. Миньшутина // Химическая промышленность сегодня. — 2011. — №11. — С. 31 - 36.
4. Манохин П.Е. Общая рейтинговая оценка термо- и теплоизоляционных строительных материалов / П.Е. Манохин, Е.Ю. Григорьев, Е.В. Горланов // Вестник ИЖГТУ имени М.Т. Калашникова. — 2015. — №3. — С. 33 - 36.

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ОТ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НПС**

*Ф.М. Хафизов, А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа*

На НПС основным видом вторичных энергоресурсов (ВЭР) являются тепловые, связанные с отводом теплоты в окружающую среду от системы охлаждения работающих магистральных насосных агрегатов, а также из отапливаемых зданий системами вытяжной вентиляции. Теплота воздушного охлаждения электродвигателей магистральных насосов передается в помещение электрозала насосного цеха, а далее выводится из здания с помощью вытяжной вентиляции.

Теплота трения, выделяемая в подшипниках насосных агрегатов, выводится с помощью циркулирующего масла маслосистемы и далее передается в аппарат воздушного охлаждения масла, находящийся на улице. Проходя через аппарат масло охлаждается примерно с 45 °С до 33 °С. По паспортным данным электродвигателя СТД – 6300 при номинальной мощности теплота, отведенная маслосистемой, составляет примерно 56 кВт, для СТД – 8000 – 64 кВт.

Одним из способов утилизации тепловых ВЭР на НПС использование теплоты от маслосистемы в системе теплоснабжения за счет нагрева теплоносителя в обратной линии. При этом для увеличения температуры предполагается применение теплонасосной установки (ТНА). Для этого требуется температура в конденсаторе ТНА не менее 75 °С. Расчетная температура воды в обратном трубопроводе системы теплоснабжения 70 °С. При этом существующая система охлаждения масла будет работать в летний неотапительный период, а зимой находиться в резерве.

Был рассчитан цикл компрессионного теплового насоса на четырех различных хладагентах для возврата теплоты в систему теплоснабжения. Для хладагента R21 (фтордихлорметан  $\text{CFCI}_2\text{H}$ ), показавшего лучшие термодинамические результаты, было подобрано оборудование для реализации цикла: компрессор, испаритель, конденсатор. Коэффициент преобразования теплоты равен 5,3. Потребляемая электрическая мощность 22 кВт. Производимая тепловая мощность 117 кВт для одной насосной. Возврат избытка теплоты от ВЭР двух насосных на одной НПС позволит получить примерно 1000 Гкал тепловой энергии за отопительный сезон, и экономический эффект – 1,5-2,5 млн.р./год (в зависимости от вида топлива на котельной НПС).

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Трубаев П.А. Тепловые насосы: Учеб. пособие / П.А. Трубаев, Б.М. Гришко. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2009. – 142 с.
2. Утилизация теплоты вентиляционных выбросов. Хафизов Ф.М., Сулейманов А.М. В сборнике: Трубопроводный транспорт - 2013. Материалы IX Международной учебно-научно-практической конференции. 2013. с. 372-373.
3. Потенциал вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) на предприятиях нефтегазовой отрасли. Байков И.Р., Молчанова Р.А., Кулагина О.В., Гатауллина А.Р. В сборнике: Трубопроводный транспорт - 2013. Материалы IX Международной учебно-научно-практической конференции. 2013. С. 338-339.

## ОЦЕНКА ЭКОНОМИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕРМОЧЕХЛОВ

*Ф.М. Хафизов, Р.А. Майский, УГНТУ, г. Уфа*

Согласно действующим нормативным документам съемные теплоизоляционные конструкции должны применяться для изоляции люков, фланцевых соединений, арматуры и компенсаторов трубопроводов тепловых сетей. Для теплоизоляции трубопроводной арматуры чаще всего рекомендованы термочехлы. Термочехол — это быстросъемная теплоизоляция многократного использования для оборудования сложной геометрической формы, требующего периодического и оперативного доступа для технического обслуживания и ремонта. Главный экономический и технический эффект от применения термочехлов — минимизация тепловых потерь с поверхности оборудования. Вместе с тем использование термочехлов пока еще находит ограниченное применение, так как не имеется обоснованных данных об эффективности использования данного вида утепляющей конструкции.

Основная трудность — определение тепловых потерь со сложной конфигурации наружной поверхности задвижки. Было определено, что площадь наружной поверхности стальной клиновой задвижки 30сб4нж эквивалентна примерно 2 м изолированного трубопровода. Это позволило рассчитать потери теплоты с поверхности неизолированных задвижек различного диаметра. Были проведены расчеты тепловых потерь с поверхности неизолированных стальных клиновых задвижек в диапазоне  $d_y$  80-800 мм для водяных тепловых сетей наружной прокладки (температурный график 95/70 °С) и для паровой сети (температура пара 210 °С). Средняя температура наружного воздуха принята -7°С для водяной сети (отопительный сезон) и +2°С — для паровой сети (среднегодовая температура). Средние потери теплоты от одной задвижки на водяной тепловой сети находились в интервале 1,8-7,5 кВт, для паровой тепловой сети — 6-24 кВт.

При расчете потерь от изолированных термочехлами задвижек принято, что изолируется 80% наружной поверхности арматуры. В качестве теплоизолятора используется минеральная вата, обшитая стекловолокном с двух сторон, толщиной 50 мм. Расчеты показали, что применение термочехлов выгодно (особенно для паровых сетей) и при данных условиях позволяет снизить потери теплоты от неизолированной арматуры в водяных и паровых тепловых сетях в 4,2-4,6 раза. Срок окупаемости термочехлов в водяных сетях составил в среднем 1,9 года, в паровых сетях — 0,4 года.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. — Москва: Изд-во МЭИ, 2001. — 472 с.
2. Модернизация оборудования теплоснабжающих организаций. Сулейманов А.М., Хафизов Ф.М., Бурдыгина Е.В. В книге: Трубопроводный транспорт - 2017. Тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции. 2017. С. 382-383.
3. Расчет тепловых потерь с поверхности ограждений. Хафизов Ф.М., Сулейманов А.М. В книге: Трубопроводный транспорт - 2006. Тезисы докладов Международной учебно-научно-практической конференции. 2006. С. 192-193

## **ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ТРУДНОДОСТУПНЫХ РЕГИОНОВ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН**

*Н.У. Хуррамова, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа*

В последние годы доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в общем энергетическом балансе ряда стран постоянно увеличивается. При этом соотношение ВИЭ к традиционным источникам энергии различно для каждой страны и зависит от природно-климатических условий и наличия ископаемых энергоносителей. Республика Таджикистан обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом и незначительными объемами углеводородного сырья, в связи с чем испытывает дефицит энергетических ресурсов. Это и обуславливает необходимость развития использования альтернативных источников энергии или автономных тепловых электростанций (мини ТЭС), работающих на доступных видах топлива, таких как уголь и природный газ, с целью децентрализации энергосистем, что даёт возможность решать проблемы энергоснабжения труднодоступных сельских районов, которые не обеспечены или мало обеспечены электроэнергией.

Ввиду высокой интенсивности поступления солнечной радиации в качестве альтернативного источника энергии были рассмотрены автономные солнечные электростанции (АСЭС). Они являются независимыми системами, применяемыми для сбора энергии и преобразования её в электрический ток для снабжения питанием потребителя. Используется в случаях, когда подключение к электросетям нерентабельно, невозможно или при необходимости уменьшить затраты на энергоснабжение.

Мини ТЭС (малая тепловая электростанция) – это компактная автономная электростанция, которая производит комбинированным способом тепло и электроэнергию мощностью до 25 МВт и расположена в непосредственной близости к конечному потребителю. Может работать как в «островном» режиме, когда на объекте нет внешней энергосети, так и параллельно с основной сетью. Современные мини-ТЭС работают на базе паротурбинных установок (ПТУ), генерирующих электроэнергию за счет использования паровой турбины и генератора переменного тока. Так же источником энергии могут выступать газотурбинная или газопоршневая установки. Выбор оборудования определяется оптимальным вариантом с позиции объема вложений и срока реализации.

Расчеты показали, что наиболее эффективным вариантом энергоснабжения является мини-ТЭС на базе ПТУ мощностью 3,615 МВт, работающая на сжиженном природном газе.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Анализ развития и распространения передовых технологий в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики в Республике Таджикистан в рамках проекта Европейской Экономической Комиссии «Глобальная энергоэффективность -21» для стран Центральной Азии" / URL: [https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/gee21/projects/Report\\_TJ.pdf](https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/gee21/projects/Report_TJ.pdf) (дата входа: 01.11.2020).

## ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ КОТЕЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ПЛОЩАДКИ

*И.Р. Шайхутдинова, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа*

Методы планирования территориального размещения котельной можно применить для целей снижения потерь теплоты и соответствующих затрат.

Значительная часть тепловой энергии теряется при ее передаче на дальние расстояния. Даже на небольших территориях потери теплоты могут достигать 30% от общей нагрузки котельной. Поэтому важной составляющей при проектировании расположения котельной для снижения потерь тепла является оптимизация диаметров и протяженности тепловых сетей.

Для реализации этих целей требуется решить задачу оптимального выбора и размещения источника теплоты. Возможности выбора типа и марки котельной, удовлетворяющей необходимым требованиям по мощности, КПД, стоимости, динамичности по нагрузке, рабочему ресурсу и надежности, в настоящее время весьма велики. В настоящее время сложился достаточно обширный рынок котельных, и задача проектирования сводится к выбору оптимального типа и мощностей, и ее территориального размещения, как с точки зрения надежного теплоснабжения потребителей, так и с точки зрения уменьшения тепловых потерь.

Задача выбора оптимальной системы теплоснабжения должна решаться с учетом территориального расположения и мощности как потребителей, так и источников. Поэтому постановка оптимизационной задачи должна проводиться индивидуально для каждого предприятия или района.

Возможности метода оптимизации показаны на примере промышленной площадки суммарной подключенной нагрузкой около 3 МВт. Проведено сравнение трех вариантов расположения котельной (рисунок 1).

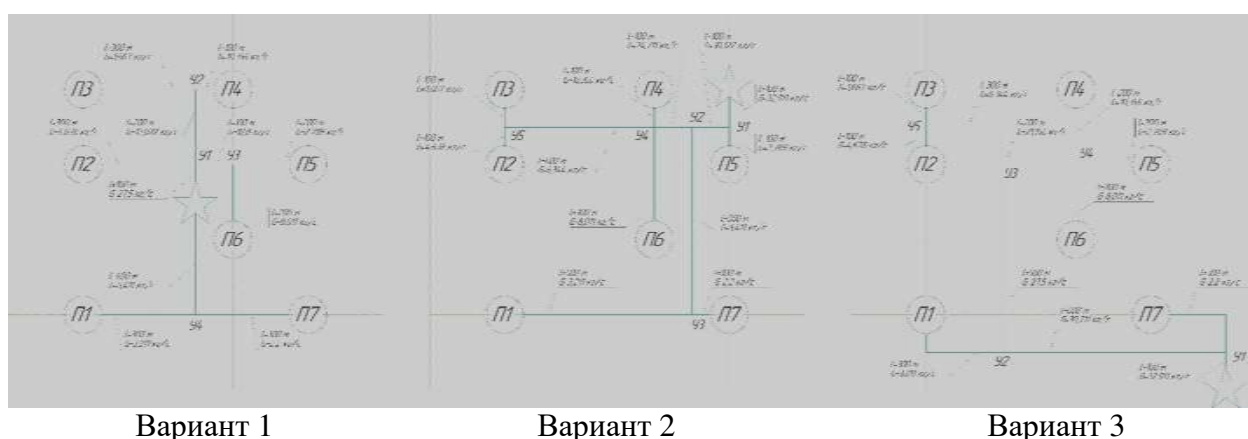


Рисунок 1 – Схемы расположения водогрейной котельной по вариантам

Для сравнения были приняты такие показатели, как тепловые потери через изоляцию трубопровода, затраты на эти потери, на закупку трубопроводов и изоляции для них.



По результатам исследования наиболее оптимальным и экономически выгодным вариантом является 1 вариант расположения котельной. Разница между лучшим и худшим вариантами расположения составила 3532,631 тыс.р.

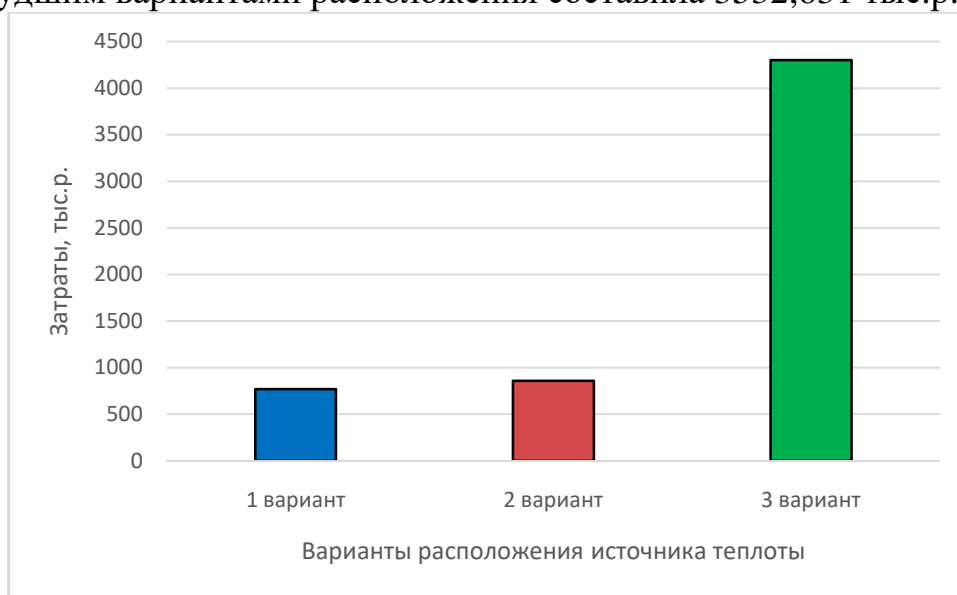


Рисунок 2 – Сравнение годовых затрат по вариантам размещения водогрейной котельной

Таким образом, задача оптимизации расположения источника теплоты помогает значительно снизить потери теплоты и соответствующие финансовые затраты.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байков И.Р. Методы анализа надежности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья: учеб. пособие/ И.Р. Байков, Е.А.Смородов, К.Р.Ахмадуллин - М: ООО «Недра Бизнесцентр», 2003. – 275 с.
2. Байков И.Р. Разработка математических моделей гидравлических и тепловых режимов тепловых сетей: учеб. пособие/ И.Р. Байков, О.В.Смородова, Р.А.Молчанова, - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 82 с.
3. Манюк В.И. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник/В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж – 3-е изд., перераб. и доб. – М.:Стройиздат, 1988.-432.

УДК 622.692.4.053

### **СПОСОБ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ**

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

Затраты на оплату электрической энергии занимают одну из существенных долей в структуре эксплуатационных затрат предприятий трубопроводного транспорта нефти [1]. В связи с чем особую важность и актуальность имеет вопрос повышения энергетической и экономической эффективности эксплуатации технологических участков магистральных нефтепроводов (ТУ МН).

В работе рассмотрена задача оптимального планирования процесса перекачки нефти с использованием противотурбулентной присадки (ПТП). Сущ-

ность данной задачи заключается в определении такой последовательности допустимых режимов работы ТУ МН во времени, которая минимизирует суммарные эксплуатационные затраты нефтепроводного предприятия [2], состоящие из затрат в денежном выражении на потребляемые насосными агрегатами электрическую энергию и мощность, а также из затрат на приобретение необходимого количества присадки, при обязательном выполнении установленного плана поставок нефти за заданный период. Решение исследуемой задачи сводится к необходимости проведения ее полной *математической формализации*, в результате которой становится понятно, что определение оптимального графика эксплуатации ТУ МН представляет собой *классическую задачу линейного программирования* в виде системы уравнений и неравенств, сводящей к минимуму целевую функцию величины суммарных эксплуатационных затрат нефтепроводного предприятия за определенный промежуток времени. Для упрощения и ускорения расчета режимов работы заданного ТУ МН за счет автоматизации данного процесса была разработана, на основе [3], компьютерная программа «Расчет режимов работы ТУ МН», представляющая собой программный продукт системы программирования Delphi 7.

Формулируется и решается задача об экономической целесообразности применения ПТП для компенсации выпадающей производительности нефтепровода и отказа, таким образом, от использования наиболее энергоемких гидравлических режимов перекачки. Предлагается двухэтапный алгоритм проведения оптимизации режимов работы ТУ МН, позволяющий учесть тот факт, что именно оплата сетевой мощности составляет наибольшую долю в структуре энергетической составляющей денежных затрат нефтепроводного предприятия.

В работе приводится иллюстративный пример расчета с использованием предлагаемого алгоритма, результаты которого демонстрируют эффективность его реализации с целью сведения к минимуму эксплуатационных затрат на перекачку нефти за счет использования ПТП, повышающей энергетическую эффективность процесса транспортировки нефти по магистральному трубопроводу. При этом отмечается, что экономическая целесообразность осуществления перекачки с применением ПТП зависит от стоимости используемой присадки. А технологическая возможность компенсации выпадающей производительности, вызванной отключением части насосных агрегатов, в свою очередь, ограничивается эффективностью применяемой противобулентной присадки.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ревель-Муроз П. А. Разработка методов повышения энергоэффективности нефтепроводного транспорта с внедрением комплекса энергосберегающих технологий: 25.00.19: дис. ... канд. техн. наук / П. А. Ревель-Муроз; Уфимский гос. нефтяной техн. университет, 2018. – Текст : непосредственный.
2. Голунов Н. Н. Выбор оптимального режима эксплуатации технологического участка нефтепровода с применением карт режимов работы / Н. Н. Голунов, М. В. Лурье. – Текст: непосредственный // Территория «НЕФТЕГАЗ», 2018. – №12. – с. 20-24.
3. Голунов Н. Н. Итерационный алгоритм гидравлического расчета взаимосвязанных участков нефтепровода при использовании противотурбулентных добавок / Н. Н. Голунов, А. С. Дидковская, М. В. Лурье. – Текст: непосредственный // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2019. – №4. – с. 74-83.

## ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛИЧЕСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

*Б.Э. Яваев, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа*

Эффективность методов регулирования отпуска теплоты в России качественным методом значительно снизилось. Это связано с тем, что данный метод устарел и требует модернизации.

На фоне снижения эффективности в централизованном теплоснабжении привлекательность децентрализованных систем теплоснабжения значительно возросла. Возникла ситуация, когда термодинамически более эффективные централизованные системы не могут конкурировать с децентрализованными системами из-за нерациональной технологии и политики продаж менеджмента энергетических компаний. Часто бывает, что руководство энергокомпаний предоставляет потребителям невыполнимые технические условия на подключение к центральной системе теплоснабжения. Поэтому необходимо пересмотреть концепцию теплоснабжения. Одним из более перспективных является метод количественного регулирования. В данном методе основным параметром регулирования является расход сетевой воды в магистральном трубопроводе при постоянной температуре.

Поддержание постоянной температуры в магистральном трубопроводе позволит значительно уменьшить скорость коррозии в стальных трубопроводах и снизить деформацию компенсаторов. Из данных полученных в экспериментах [2,3] видно, что максимальная скорость коррозии достигается при температуре 60-70 °С (рисунок 1). При использовании количественного регулирования температура в подающей магистрали поддерживается 110°С как в зимний, так и в летний период для обеспечения работы абсорбционных холодильных машин.

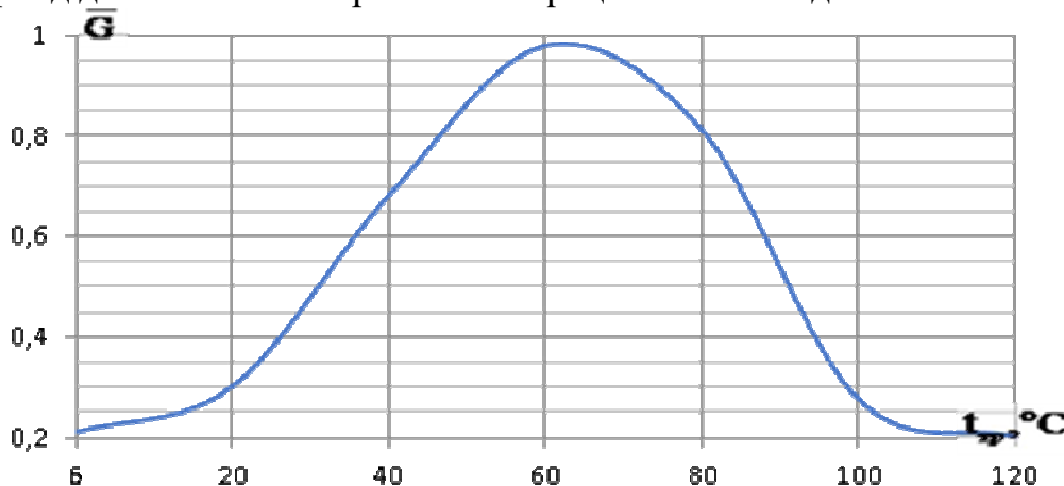


Рисунок 1 - Зависимость относительной скорости коррозии трубы от температуры на ее поверхности во влажной среде

Применение количественного метода регулирования тепловой нагрузки позволит повысить энергетическую эффективность ТЭЦ путем увеличения теплофи-

кационной выработки электроэнергии турбинами.

Из данных полученных в работах [1,2] показана общая выработка электроэнергии турбиной за счет пара отопительных отборов, в отопительном периоде при количественном и качественном регулировании приведена в таблице 1. При проведении расчетов использовался температурный график с параметрами 110/70 °С. Проанализировав данные таблицы 1 видно, что значительная часть отопительного сезона выработка электроэнергии турбиной при использовании количественного метода регулирования больше чем при качественном. Наибольшую выработку электроэнергии при использовании количественного метода регулирования можно получить при температуре наружного воздуха равной +8°С. Следовательно, данный метод целесообразно использовать в городах с более мягкими климатическими условиями.

Таблица 1 - Суммарная выработка электроэнергии турбиной за счет пара отопительных отборов

| t <sub>н</sub> | Число часов | Количественное регулирование, ГВт•ч |               |        | Качественное регулирование, ГВт•ч |               |        | Изменение выработки электроэнергии при количественном регулировании, % |
|----------------|-------------|-------------------------------------|---------------|--------|-----------------------------------|---------------|--------|------------------------------------------------------------------------|
|                |             | нижний отбор                        | верхний отбор | сумма  | нижний отбор                      | верхний отбор | сумма  |                                                                        |
| -30            | 12          | 0,41                                | 0,40          | 0,81   | 0,38                              | 0,38          | 0,76   | +6,2                                                                   |
| -25            | 82          | 2,71                                | 2,66          | 5,37   | 2,63                              | 2,58          | 5,21   | +3,0                                                                   |
| -20            | 236         | 8,09                                | 7,88          | 15,97  | 7,59                              | 7,46          | 15,04  | +5,8                                                                   |
| -15            | 470         | 16,14                               | 15,68         | 31,82  | 15,17                             | 14,88         | 30,06  | +5,5                                                                   |
| -10            | 760         | 26,74                               | 23,65         | 50,39  | 27,62                             | 21,17         | 48,79  | +3,2                                                                   |
| -5             | 860         | 31,84                               | 23,07         | 54,91  | 37,26                             | 18,12         | 55,38  | -0,8                                                                   |
| 0              | 1240        | 36,91                               | 26,43         | 63,34  | 62,85                             | 0,00          | 62,85  | +0,8                                                                   |
| 8              | 1450        | 38,84                               | 27,82         | 66,66  | 43,66                             | 0,00          | 43,66  | +34,5                                                                  |
| Сумма          | 5110        | 161,69                              | 127,59        | 289,28 | 197,16                            | 64,59         | 261,75 | +9,5                                                                   |

Исходя из проделанного анализа можно сделать вывод о том, что необходимо пересмотреть систему теплоснабжения, а конкретно способы регулирования отпуска теплоты. Чтобы получить наибольший эффект от использования количественное регулирования, его целесообразно использовать в более мягких климатических условиях. Использование данного метода позволит повысить энергетическую эффективность теплоснабжения, снизить скорость коррозии к минимуму.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кудинов А.А. Энергосбережение в теплогенерирующих установках. Ульяновск: УлГТУ. 2000. 139 с.
2. Ротов П.В. Оценка энергетической эффективности технологий количественного регулирования тепловой нагрузки на ТЭЦ/ П.В. Ротов // Труды Академэнерго. - 2014. - № 4. – С.39 – 49.
3. Шарапов В.И., Орлов М.Е., Ротов П.В. О способах обеспечения пиковой тепловой мощности электростанций// Материалы докладов Российского национального симпозиума по энергетике. Казань: КГЭУ. 2001. Т. 1. С. 109-113

## ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЦЕХА ПО ПЕРЕРАБОТКЕ МОЛОКА С. АРТАКУЛЬ КАРАИДЕЛЬСКОГО РАЙОНА

*И.С. Якунов, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время электрические сети сельскохозяйственных предприятий часто испытывают значительные перебои в электроснабжении. При переработке молока такие перебои недопустимы из-за порчи продукции при нарушении технологического процесса.

С целью повышения надежности электроснабжения молочного цеха ООО «ТК Башагропром» с. Артакуль Караидельского района Республики Башкортостан предлагается установка электрогенератора с приводом от газотурбинной установки (ГТУ). При замене источника электроснабжения потребуется реконструкция всей системы электроснабжения молочного цеха.

Для подбора оборудования были произведены расчеты электрических нагрузок, потребности в тепловой энергии для технологии, целей отопления и вентиляции. Для покрытия нагрузок была подобрана микротурбинная установка Capstone (Капстоун) С600, топливом для которой является природный газ (1 установка). Компактные блочные генераторные установки Capstone серии S на базе газотурбинных двигателей С200 обеспечивают надежную генерацию электрической энергии при минимальных экологически вредных выбросах.

Основные технические характеристики установки приведены в таблице 1.

Таблица 1

| Параметр                                                                                 | Значение                         |
|------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| Электрическая мощность установки, кВт                                                    | 600                              |
| Электрический КПД, %                                                                     | 33                               |
| Тепловая мощность, кВт                                                                   | 900                              |
| Средний расход природного газа по ГОСТ 5542-2014 при 100% нагрузке, нм <sup>3</sup> /час | 178                              |
| Эмиссия(4) NO <sub>x</sub> при 15% O <sub>2</sub>                                        | < 9 ppmvd (18мг/м <sup>3</sup> ) |
| Температура продуктов сгорания, °С                                                       | 280                              |

Основным преимуществом данных установок является работа на природном газе без его дополнительной очистки и переработки, а также значительный срок службы до первого капитального ремонта, что является преимуществом использования данных установок.

Схема электроснабжения от генератора ГТУ приведена на рисунке 1.

В однолинейной электрической схеме электроснабжения объекта от генератора ГТУ, питание через понижающие трансформаторы передается потребителям, системе автоматического группового замера и блоку силовой электроники. Был также произведен расчет и выбор элементов силовой сети цеха.

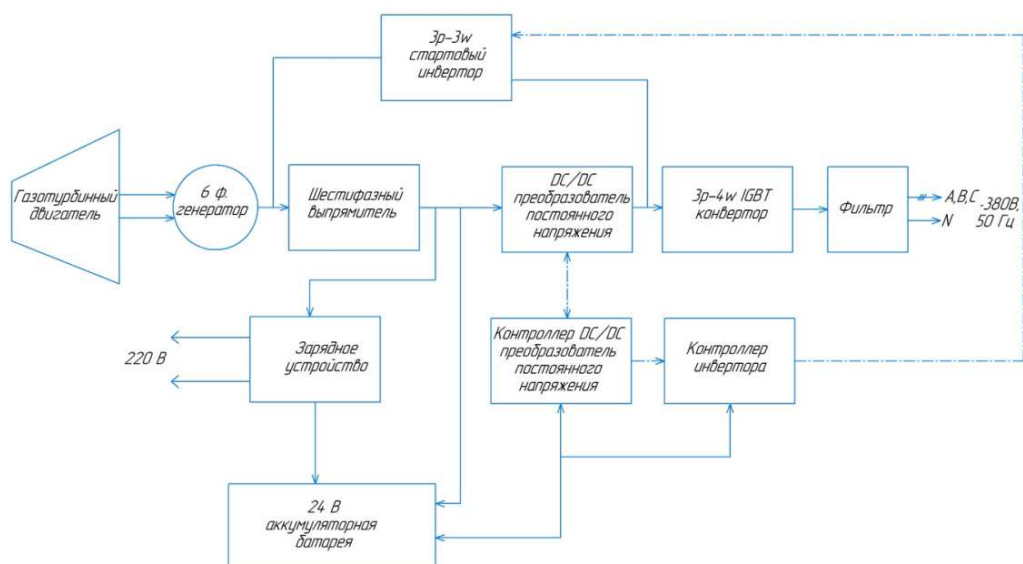


Рисунок 1 - Однолинейная электрическая схема ГТУ

Управление преобразователем и инверторами осуществляется отдельными программируемыми контроллерами. Система автоматического управления силовой электроники обеспечивает:

- защиту установки от обратных токов;
- контроль уровня нагрузки и других электрических параметров;
- компенсацию реактивной мощности в диапазоне 0,6...1;
- параллельную работу с другими установками (деление нагрузки) в автономном режиме;
- работу параллельно с сетью без ограничения количества установок.

Система автоматического управления предназначена для автоматического управления всеми системами установки и состоит из:

- газотурбинного генератора;
- силовой электроники (это два контроллера снизу схемы);
- системы утилизации тепла;
- маслосистемы;
- блока газовой безопасности.

Каждым контуром управляет отдельный контроллер.

По результатам технико-экономических расчетов установлено, что внедрение микротурбинной установки Capstone (Капстоун) С600 для целей энергообеспечения молочного цеха ООО «ТК Башагропром» окупится примерно за 3 года при капитальных вложениях около 9 млн.руб, и годовой экономический эффект составит около 3 млн.руб. При этом значительно повысится надежность электроснабжения объекта.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алиев, И. И Справочник по электротехнике и электрооборудованию: учебное пособие для вузов / И. И. Алиев. – Москва: Высшая школа, 2000. – 255 с.
2. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / А.А. Герасименко. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2006. – 720 с.
3. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник / Б. И. Кудрин. – Москва: Интермет Инжиниринг, 2005. – 672 с.

## РАСЧЕТНАЯ ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ НА ПОДОГРЕВАТЕЛЕ ГАЗА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ

*В.В. Янчук, ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта*

*А.С. Кузьбожжев, И.В. Шишкин, П.А. Кузьбожжев,  
филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта*

На газораспределительных станциях (ГРС) магистральных газопроводов (МГ) в процессе снижения давления газа на 1 МПа происходит его охлаждение в среднем на 5,0 – 5,5 °С. Для исключения проблем, вызванных охлаждением газа, таких как образование гидратов, повреждение и износ герметизирующих узлов, на ГРС применяют предварительный подогрев газа с помощью подогревателей.

При эксплуатации энергоэффективность подогревателей газа со временем снижается, в том числе и за счет недостаточной эффективности теплоизоляции подогревателя.

Был выполнен тепловизионный контроль подогревателя [1], который выявил наличие участков, имеющих тепловые потери в атмосферу (рисунок 1).

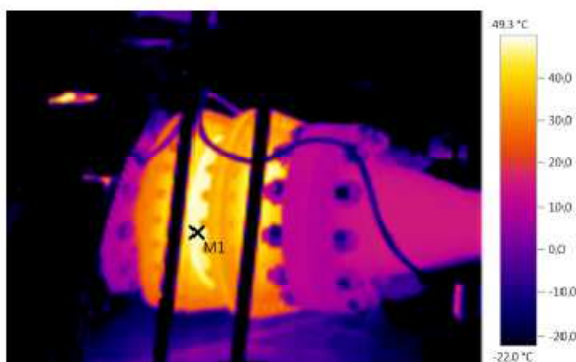
Файл: IV\_00380.BMT

Дата: 14.01.2021

Тип  
объектива: Standard 32°

Серийный номер  
объектива: 20278184

Время: 11:50:28



Параметры изображения:

Коэффициент излучения: 1,00

Отраж. темп. [°C]: 20,0

Выделение изображений:

| Измеряемые объекты | Темп. [°C] | Излуч. | Отраж. темп. [°C] | Примечания |
|--------------------|------------|--------|-------------------|------------|
| Точка измерения 1  | 47,1       | 1,00   | 20,0              | -          |

Рисунок 1 - Пример тепловизионного контроля, узел присоединения газового теплообменника подогревателя

Установлено, что к зонам повышенного теплоотвода относятся (рисунок 2):

– опоры корпуса;



- узел присоединения теплогенератора к корпусу (присоединительный фланец);
- узел присоединения газового теплообменника;
- заливная горловина, транспортировочные проушины, сливной патрубок, прочие выступающие элементы).

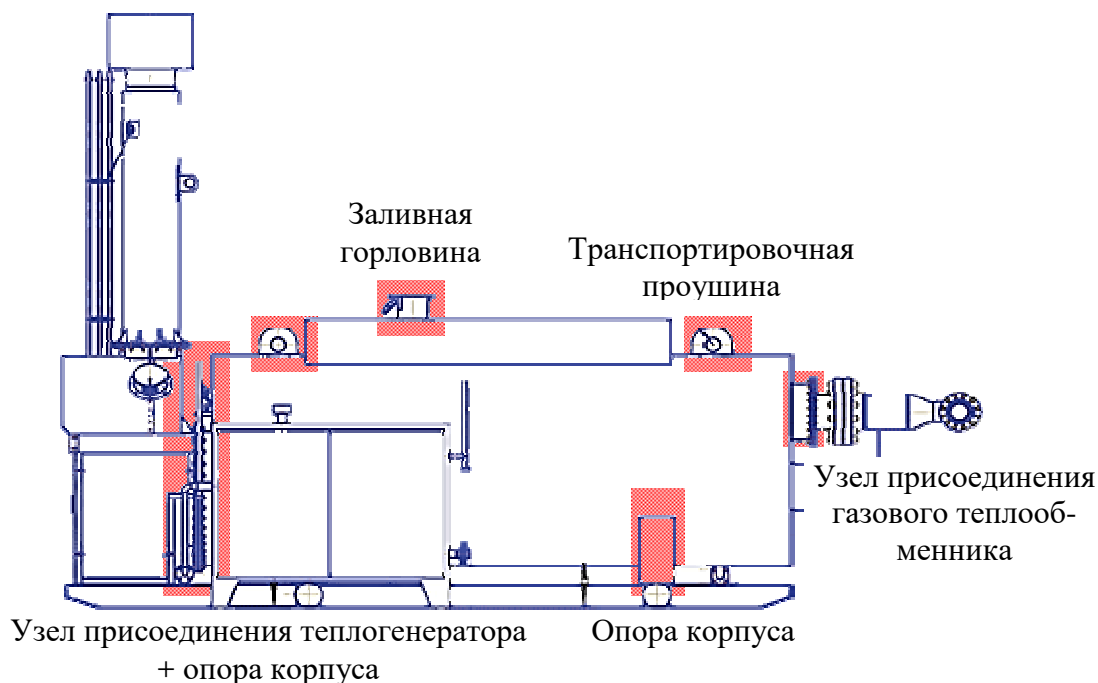


Рисунок 2 - Участки тепловых потерь корпуса подогревателя газа

Выполнено расчетное моделирование тепловых потоков с деталей и узлов подогревателя [2], определен тепловой баланс технически исправного подогревателя, который составил:

- 87 % – нагрев газа;
- 9 % – тепловые потери с продуктами сгорания;
- 0,53 % – тепловые потери через теплоизоляцию;
- 3,47 % – потери, обусловленные прочими факторами (теплопотери с неизолированных элементов корпуса).

Таким образом, расчетно-экспериментальным путем установлено, что потенциал энергосбережения на подогревателе газа ГРС за счет технически устранимых тепловых потерь через теплоизоляцию корпуса и его неизолированные конструктивные элементы суммарно составляет 4 %.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ключев В.В., Соснин Ф.Р., Ковалев А.В. Неразрушающий контроль и диагностика. – М.: Машиностроение, 2003. – 528 с.
2. Чигарев А. В., Кравчук А. С., Смалюк А. Ф. ANSYS для инженеров: справ. пособие. М.: Машиностроение, 2004. – 512 с.



**СЕКЦИЯ  
«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ  
НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ»**

**СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОЗДУХА В ПОЛОСТИ  
МЕЖДУ КОНИЧЕСКИМ КОРПУСОМ СИЛОВОЙ ТУРБИНЫ  
ДВИГАТЕЛЯ НК-14-СТ И ВНУТРЕННИМ КОРПУСОМ УЛИТКИ  
ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА ГПА-Ц-6,3**

*С.А. Астафьев, Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа*

Снижение температуры воздуха в силовой турбине при магистральном транспорте является актуальной проблемой на сегодняшний день. Как известно, при высокой температуре продуктов сгорания, уменьшение КПД и мощности двигателя, увеличивает затраты на его транспортировку (за счет увеличения расхода), уменьшает срок службы оборудования.

Существует множество способов снижения температуры в газоперекачивающем агрегате. При снижении температуры продукта сгорания происходят его нормальные теплофизические свойства, при которых был спроектирован сам двигатель, достигается оптимальный КПД. И один из них для ГПА-Ц-6,3 является в демонтаже плавающего кольца, который установлен между корпусом силовой турбины агрегата и внутренним корпусом улитки.

Демонтаж данного плавающего кольца увеличивает зазор между турбиной и корпусом улитки. Плавающее кольцо служит как теплообменник в данном агрегате.

Достигается уменьшение температуры продуктов сгорания и повышенная надежность в работе силовой турбины двигателя.

Недостатком является излишний нагрев силовой турбины, что приводит к перегреву масла в задней опоре турбины. Образуются коксовые отложения. Срок службы фильтрующих элементов, как и масла значительно снижается, что приводит к дополнительным затратам и увеличением количества ТО.

В регионах, где преобладает в летний период аномальная высокая температура, для уменьшения температуры в отсеке двигателя, открывают двери, для дополнительной вентиляции, что запрещено по технике безопасности и охране труда.

При демонтаже плавающего кольца, снижается и вероятность условий для нарушения правил техники безопасности.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:**

1. НК-14-СТ – Техническое описание [Электронный ресурс]. – URL:<https://www.turbunist.ru/30406-nk-14st-tehnicheskoe-opisanie-253000000-to-lu.html> (дата обращения 25.09.2021).
2. Мамин М.И., Годовский Д.А. Повышение надежности газотурбинного двигателя авиационного типа посредством предотвращения коксования масла в опорах турбины. - Материалы 71-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых.- Том.1. Секция трубопроводного транспорта.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020.-С. 356.

# ЭМПИРИЧЕСКИЙ МЕТОД РАСПОЗНАВАНИЯ ГРУППЫ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ТРЕЩИН ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВИХРЕТОКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

*А.Т. Бакиев, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа*

Для надежной оценки опасности стресс-коррозионных трещин в металле, выявленных в результате неразрушающего контроля (НК) стальных газопроводов средствами вихретоковой дефектоскопии, требуются количественные данные о геометрических параметрах дефектов сплошности.

Определение значений параметров дефектов сплошности, образующих группы стресс-коррозионных трещин по измеренным сигналам накладных вихретоковых преобразователей (ВТП) электромагнитных (вихретоковых) дефектоскопов, относится к классу обратных математических задач, для решения которых, в частности, применяются методы распознавания образов.

Распознавание группы стресс-коррозионных трещин в стальном газопроводе осложняется тем обстоятельством, что при близком расположении дефектов отсутствует их пространственное разрешение по измеренному сигналу ВТП (они не разделены для восприятия) [1]. В этом случае сигнал накладного ВТП над группой трещин идентичен сигналу над отдельной трещиной, но большей глубины, что не соответствует действительности.

На основе комплексных исследований (с применением математической модели сигнала накладного ВТП над группой трещин [1]) установлено, что в сигнале ВТП содержится информация, достаточная для распознавания группы трещин, даже в случае отсутствия их пространственного разрешения [2].

Было установлен информативный параметр – полуширина сигнала накладного ВТП над группой трещин, которая связана с количеством дефектов  $n$  и интервалом  $\Delta$  между ними.

Расчетным образом было установлено, что с этими параметрами связано отношение максимумов сигналов накладного ВТП над группой трещин и над отдельным дефектом сплошности из этой группы (рис.1):

$$K(\Delta) = U_m / U_m^0 = 1 + \sum_{j=-N}^N \frac{1}{1 + \left(\frac{j\Delta}{z}\right)^2}. \quad (1)$$

При увеличении интервала между дефектами, величина  $K(\Delta)$  стремится к 1.

На основе значения  $K(\Delta)$  и максимума измеренного сигнала накладного ВТП над группой трещин  $U_m$  можно восстановить максимумы сигналов ВТП над отдельными дефектами сплошности:

$$U_{mi}^0 = U_m / K(\Delta_i), \quad (i = 1, 2, \dots, L). \quad (2)$$

По расчетному значению максимума сигнала накладного ВТП  $U_m^0$ , на основе предварительно полученной эмпирической зависимости амплитуды сигнала ВТП от глубины отдельной трещины, оценивается глубина (средняя/максимальная) дефектов сплошности в группе стресс-коррозионных трещин.

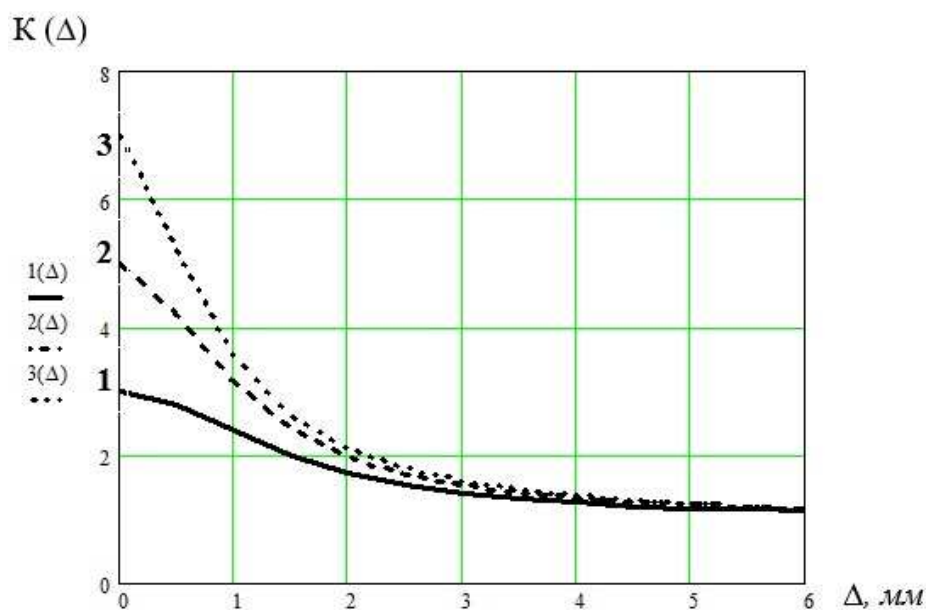


Рисунок 1 – Зависимость параметра  $K(\Delta)$  от количества дефектов сплошности в группе трещин и интервала между ними 1 -  $n=3$ , 2 -  $n=5$ , 3 -  $n=7$

Исследования показали, что погрешности оценки глубины группы стресс-коррозионных трещин в металле имеют приемлемые значения и существенно меньше величин, полученных при однопараметровом контроле (по амплитуде или фазе сигнала накладного ВТП), которые составляют 50% ... 100% и более.

Особенностью эмпирического метода распознавания группы стресс-коррозионных трещин является отсутствие сложных математических моделей и алгоритмов расчета.

Результаты экспериментальных исследований показали работоспособность эмпирического метода распознавания группы трещин по сигналу накладного ВТП и приемлемую точность оценки глубины отдельных дефектов сплошности.

Исследование проводится при поддержке Фонда содействия инновациям по договору № 474ГУЦЭС8-D3/62153 от 05 октября 2020 г.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Загидулин Р.В., Бакиев А.Т. Моделирование сигнала вихретокового преобразователя над стресс-коррозионными трещинами магистрального газопровода. - Современные проблемы физики: межвузовский сборник научных статей, посвящённый 100-летию открытия Уфимского Физического института. - Уфа: РИЦ БашГУ, 2019, с.99 - 102.
2. Zagidulin R.V., Zagidulin T.R., Bakiev T.A., Bakiev A.T. The Study of Eddy Current Sensors Signals over a Group of Cracks in Metal. - В сборнике: IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. International Science and Technology Conference «EarthScience», 2021. С. 042068.

**КОМПЬЮТЕРНАЯ АПРОБАЦИЯ МЕТОДА ДИСТАНЦИОННОГО  
МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ  
НЕФТЕГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ С  
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ НЕПРЕРЫВНОЙ ТЕНЗОМЕТРИИ**

*А.Р. Валеев, Б.Г. Харрасов, УГНТУ, г. Уфа*

Мониторинг технического состояния промышленного оборудования, в частности нефтегазоперекачивающего, является важной составляющей их эффективной и безопасной эксплуатации.

Существующие методы технической диагностики перекачивающего оборудования основаны на эмпирическом подходе, то есть соответствие дефектов определенным признакам устанавливается на основе длительной опытно-экспериментальной наработки. Этот метод хорошо может работать в том случае, если используемое оборудование не меняется длительное время, не претерпевает изменений, и не работает сверх назначенного ресурса. В том случае, если внедряется новое перекачивающее оборудование, то необходимо предварительно создать дефектные карты на основе их длительной наработки. В связи с этим данные методы сложно поддаются автоматизации. Поэтому необходима разработка новых методов получения исходной информации для проведения технической диагностики, которые позволят далее проводить оценку состояния оборудования без использования предварительной наработки.

В развитие методов технической диагностики автором разрабатывается новый подход, использующий для оценки состояния перекачивающего оборудования информацию об усилиях в определенных точках. Для этого используются тензометрические данные, которые обрабатываются в режиме реального времени. Проводя анализ сил реакции на опорах можно получить спектр динамических сил и спектр фаз изменения реакций, по которым можно вычислить точное положение источников колебания, иначе говоря, определить координаты дефекта в пространстве. Полученная информация о расположении дефекта, возбуждаемой частоте и интенсивности колебания позволит максимально полно и точно идентифицировать дефект, а также оценить степень его опасности.

В связи с этим было принято решение провести компьютерную симуляцию для апробации предлагаемого метода и проверки полученных формул. Анализ проводился при помощи программы ANSYS с модулем «Harmonic response», которая позволяет моделировать вибрацию оборудования под действием гармонической силы и изучать отклики на опоры. В результате могут быть измерены значения амплитуды и фазы динамических сил (рисунок 1).

В данной симуляции моделируется наличие следующих дефектов в этом насосном агрегате: эксцентриситет рабочего колеса насоса, эксцентриситет муфты, эксцентриситет ротора электропривода, дефекты подшипника насоса, дефекты электропривода, нежесткий монтаж.

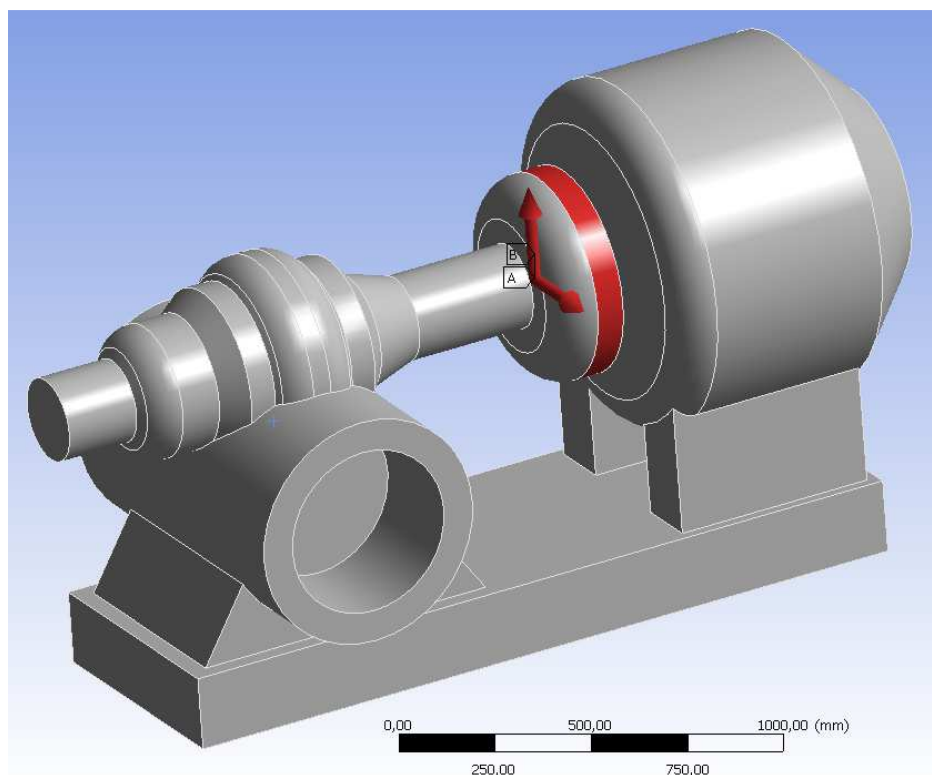


Рисунок 2 – Муфта на насосном агрегате с дефектом

Проведенный компьютерный анализ показал, что вычисленные координаты очень близки к местоположению смоделированных дефектов. Средняя погрешность равна 0,63%, что показывает работоспособность предлагаемого метода.

Следовательно, предложенный метод может служить основой для оценки технического состояния оборудования в удаленном режиме, без участия человека, и может повысить достоверность и оперативность диагностики и создать достаточную базу для использования обслуживания по фактическому техническому состоянию.

Исследование выполнено при поддержке гранта Президента РФ МК-1188.2021.4.

УДК 625.12

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПЕРЕВОДА ГПА НА РЕГЕНЕРАТИВНЫЙ ЦИКЛ**

*А.В. Вечкин, СамГТУ, г. Самара*

В настоящее время часть компрессорных цехов (КЦ) магистральных газопроводов оснащена физически и морально устаревшими газоперекачивающими агрегатами (ГПА) с КПД до 29%. Одним из направлений модернизации таких ГПА стало введение в тепловой цикл регенерации, за счет установки современных теплообменных аппаратов. Использование теплоты отходящих газов после турбины газотурбинного двигателя (ГТД) для подогрева воздуха, поступающего в камеру сгорания, сокращает расход топлива и повышает экономичность ГПА. Введение регенератора, приводит к заметному снижению мощ-

ности ГПА из-за появления дополнительных гидравлических потерь по тракту, которые могут составить до 7% [1]. При проектировании ГТД, его параметры связаны между собой по условию получения максимального КПД, обеспечению устойчивой работы ГТД в диапазоне рабочих режимов. Включение в схему регенератора приводит к снижению эффективной мощности ГТД, и может привести к рассогласованной работе узлов и к потере его устойчивой работы. [2].

Перевод ГПА-25И с ГТД MS5002 (John Brown Engineering) с простого на регенеративный цикл с одной стороны увеличил КПД установки с 29% до 34% с другой снизил мощность ГПА с 25МВт до 24,2МВт (на 3%), при этом была увеличена температура перед турбиной на 10°C, что в процессе эксплуатации модернизированного ГПА-25И привело к снижению запаса устойчивой работы компрессора, к аварийным остановам ГТД при изменении режима работы КЦ.

Модернизация ГПА за счет введения современного высокоэффективного оборудования требует комплексного анализа новых характеристик ГПА для обеспечения максимального КПД, мощности и запаса устойчивой работы во всем диапазоне эксплуатационных режимов компрессорного цеха. В данной работе для переведенного на регенеративный цикл ГПА во всем диапазоне эксплуатационных режимов компрессорного цеха проводится:

- термодинамический (ТГД) анализ тепловой схемы ГТД MS5002 и определение оптимальных параметров модернизированного ГПА;
- ТГД анализ характеристик компрессора ГТД после перевода на регенерацию для определения углов атаки по ступеням;
- для оптимальных параметров ГПА рассчитаны и построены характеристики и определен запас устойчивой работы компрессора MS5002 во всем диапазоне эксплуатационных режимов компрессорного цеха.

Используя метод малых отклонений, установлено влияние параметров цикла на эффективность регенеративного перевода. Автором выведена зависимость влияния относительных степени повышения давления  $\pi_K$ , регенерации  $r$  и гидравлических потерь на КПД:

$$\delta\eta_e = \left( \frac{1}{\varphi} (k_2 - k_1) - k_1 \right) \delta\pi_K + k_2 \delta\sigma_{mp} + k_3 \delta r,$$

где  $k_1$  – коэффициент влияния  $\pi_K$ , а  $k_2$  – коэффициент влияния гидравлических потерь  $\sigma_{mp}$ ,  $k_3$  – коэффициент влияния степени регенерации  $r$ .

С введением регенерации в цикл увеличились потери по тракту на 2,6% и снизился КПД на 0,92%. Для компенсации влияния дополнительных гидравлических потерь необходимо снизить  $\pi_K$ . Метод малых отклонений показал, что снижение  $\pi_K$  на 1% приводит к увеличению КПД на 0,16%. Снятия последней ступени компрессора позволяет снизить  $\pi_K$  с 8,6 до 7,82 и увеличить эффективный КПД с 34,0% до 34,4%. Полезная мощность ГТД по результатам ТГД расчета турбин, составила 24,9МВт. Анализ ТГД расчета компрессора ГТД показал, что при снижении  $\pi_K$  максимальные углы атаки  $i=2^0$  допустимы. ГТД MS5002 имеет в конструкции регулируемый сопловой аппарат (РСА) силовой турбины (СТ), что позволяет поддерживать заданную частоту вращения турбокомпрессорного вала при изменении температуры атмосферного воздуха. При

переводе ГПА на регенеративный цикл можно усовершенствовать закон управления ГТД – поддержание постоянной температуры за СТ, что повысит экономичность ГТУ в холодное время года и обеспечит независимость эффективного КПД от величины нагрузки агрегата. Для данной программы регулирования рассчитаны и построены характеристики ГТД (рис.1 и рис.2).

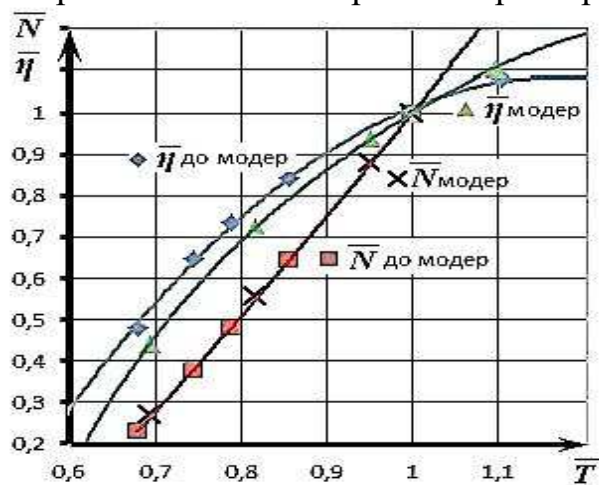


Рисунок 1 - Зависимости относительных мощности и КПД ГТД от температуры перед ТВД

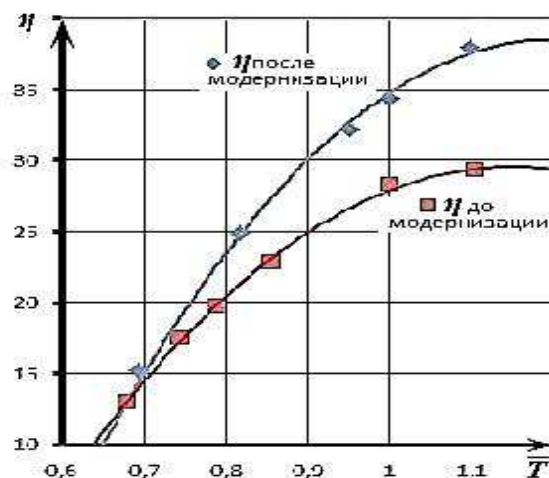


Рисунок 2 - Зависимость КПД в диапазоне рабочих температур перед ТВД

Снижение  $\pi_K$  при переводе ГТД на регенеративный цикл позволило во всем диапазоне рабочего режима оставить мощность без изменений, а КПД модернизированной повысить во всем диапазоне рабочих режимов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Рудаченко, А.В. Газотурбинные установки для транспорта природного газа: учебное пособие/А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева; Национальный исследовательский ТПУ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 217 с.
2. Повышение эффективности режимов работы компрессорных станций /Б.В. Будзуляк, С.Т. Пашин, С.В. Китаев, А.М. Шаммазов, И.Р. Байков // Газовая промышленность. –2005.– №1.–С.43–46.

УДК 620.179.14

### ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОТВОДОВ ВХОДНОГО (ВЫХОДНОГО) КОЛЛЕКТОРА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА МАГНИТНЫМ МЕТОДОМ КОНТРОЛЯ

*А.Р. Габбасов, УГНТУ, г. Уфа*

Отводы входного и выходного коллекторов компрессорных станций (КС) служат основным объектом для подачи природного газа в технологическую обвязку самой станции, а также для передачи компримированного газа от КС в линейную часть магистрального газопровода.

При производстве отводов механическим гнутьем возникают деформации металла – упруго-пластические и пластические. Величина этих деформаций за-



висит от геометрических размеров стальной трубы и ее прочностных характеристик. В процессе эксплуатации установлено, что самым распространённым дефектом металла коллекторов КС является растрескивание металла под напряжением (дефекты КРН).

Одним из основных факторов, приводящих к возникновению дефектов КРН, является повышенное напряженно-деформированное состояние (НДС) металла стальной трубы, которое формируется под влиянием остаточных (из-за остаточных деформаций металла) и действующих механических напряжений (от эксплуатационных нагрузок) [1, 2].

В настоящее время одним из применяемых для контроля НДС металла входного (выходного) коллектора КС является метод численного моделирования, входными параметрами которого являются измеренные в выборочных точках коллектора КС напряженного состояния металла (например, с помощью приборов магнитного контроля - коэрцитиметров и магнитошумовых приборов) [2].

В силу ограниченного количества контрольных точек фактического НДС на коллекторе КС и его отводах, имеющих значительные размеры, результаты численного моделирования имеют ограниченную применимость из-за невысокой локальности контроля и риска пропуска зон с повышенным НДС металла.

Для объективной оценки технического состояния коллектора и отводов КС необходимо определять фактическое напряженное состояние металла в каждой точке поверхности стальной трубы. Для этих целей следует использовать технические средства контроля напряженного состояния металла, способные работать в режиме непрерывного сканирования поверхности металла.

Одним из таких технических средств магнитного контроля НДС металла является индикатор механического напряжения металла ИН-02 сканирующего типа, который измеряет структурно-чувствительный магнитный параметр – напряженность поля остаточной намагниченности, коррелирующий с величиной эффективного механического напряжения, действующего в плоскости металла.

Предварительные исследования НДС входного (выходного) коллектора КС индикатором механического напряжения металла ИН-02 показали его информативность и эффективность.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Тагиров М.Б., Мустафин Ф.М., Аскаров Р.М., Бакиев Т.А. Исследование напряженно-деформированного состояния потенциально опасного участка магистрального газопровода // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2017. №2. С. 9–14.
2. Коробков Г.Е., Янчушка А.П., Закирьянов М.В. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния участка газопровода с отводами холодного гнутья по данным внутритрубной диагностики // Записки Горного института. 2018. С. 643–646.

## **К КОНТРОЛЮ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА И СВАРНОГО ШВА ТРОЙНИКОВОГО СОЕДИНЕНИЯ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА**

*К.Т. Гасанов, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа*

Тройниковые соединения широко применяются в нефтегазовом и нефтехимическом оборудовании для решения широкого круга производственных задач. Они являются одним из основных узлов, применяемых для создания разветвленной инфраструктуры в нефтегазовом и нефтехимическом производстве. Данные элементы конструкции считаются опасными из-за больших напряжений, возникающих при статических и динамических нагрузках. Поэтому к техническим параметрам тройников предъявляются повышенные требования.

Большое внимание уделяется технической диагностике и неразрушающему контролю качества сварных соединений тройников в промышленном оборудовании [1].

В отличие от сварных соединений оболочковых конструкций относительно простой формы (цилиндрическая, шаровая и др.), которые в основном имеют линейную форму или форму окружности, сварные соединения тройников промышленного оборудования имеют непрерывно изменяющуюся кривизну.

Это обстоятельство приводит к тому, что в плоскости сечения металла сварных соединений тройников действуют механические напряжения, непрерывно меняющиеся с изменением углового положения (в первом приближении - от кольцевых до продольных напряжений в стальном трубопроводе).

В связи с этим, напряженное состояние сварного шва и околошовной зоны тройника является неоднородным по распределению и величине, даже в отсутствие дефектов сплошности и нарушений геометрии сварного соединения. При этом, дефекты сплошности одинаковых размеров, оказавшиеся на разных участках сварного шва тройника, будут представлять разную опасность для его прочности, чего не наблюдается в продольных и кольцевых сварных соединениях.

При действующих нагрузках работающего промышленного оборудования неоднородность напряженного состояния металла сварных соединений тройников возрастает, создавая потенциальную опасность для прочности металла сварного соединения и металла тройника.

Из-за сложной формы кривизны поверхности сварных соединений тройников промышленного оборудования нет возможности аналитического расчета напряженного состояния сварного шва и металла в околошовной зоне тройника, поэтому в литературе практически нет информации по этому вопросу.

Решить эту проблему может подход математического моделирования тройника со сварным соединением (рисунок 1).

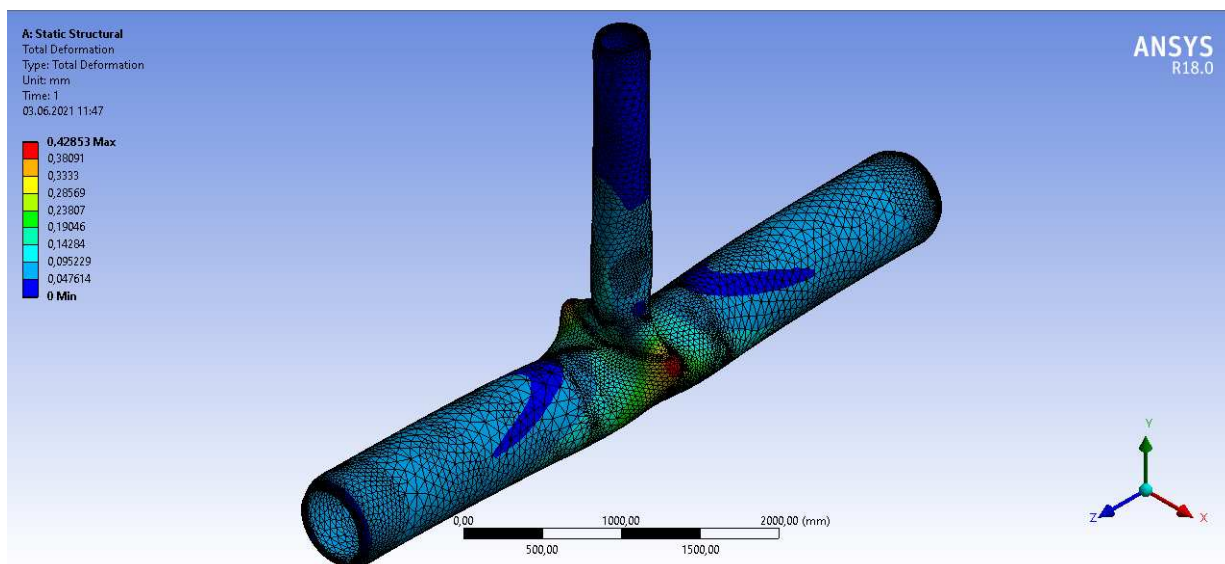


Рисунок 1 – Цифровая модель стального трубопровода с тройником

Ясно, что в результате таких исследований возможно установить влияние на напряженное состояние сварного шва и околошовной зоны металла тройника изменение его геометрических параметров (например, от равнопроходного до малых диаметров, от толщины стенки), условий нагружения (от изменения внутреннего давления, наличия зон с остаточными напряжениями).

В итоге эти результаты позволят установить потенциально опасные области сварного соединения тройников, где существует наибольшая вероятность возникновения и роста дефектов сплошности металла, способных привести к разрушению тройника.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник / В.В. Клюев, Ф.Р. Соснин, В.Н. Филинов и др.; Под ред. В.В. Клюева. – М.: Машиностроение, 1995. – 488 с.

УДК 622.691.5+620.178.169

### УМЕНЬШЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ИЗНАШИВАЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В УЗЛАХ ГРС ОТ ФРЕТТИНГ-ПРОЦЕССА

*О.Б. Дубинова, А.К. Прыгаев, Ю.С. Дубинов,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва*

Газораспределительная станция (ГРС) – один из наиболее важных объектов в газотранспортной системе, состоящий из большого количества различного технического оборудования, систем поддержания давления и системы их измерения и контроля.

В процессе эксплуатации данного оборудования часто возникают случайные нагрузки и воздействия от изменения режимов работы оборудования за пределами расчетных параметров установок, что может приводить к снижению надежности применяемого оборудования и, как следствие, к развитию отказов и последующему разрушению элементов ГРС.

В действующей нормативной документации ПАО «Газпром», а именно в СТО Газпром 2-3.5-051-2006 предельно допустимая скорость движения потока газа на ГРС не должна превышать 25 м/с, что ограничивает технические возможности ГРС, которая рассчитывается исходя из самого холодного периода продолжительностью 5 дней.

Повышение скорости потока газа в это период способствует росту негативных нагрузок, а также ускоряет износ элементов трубопроводной обвязки и узлов ГРС.

В работе [1], причиной появления дефектов при работе ГРС в режиме расчетной нагрузки является наличие вибраций, которые при повышении скорости потока газа, приобретают гораздо более высокие значения и могут приводить к увеличению числа отказов. Поэтому вопрос повышения надежности оборудования ГРС является актуальной задачей.

В рамках данной работы рассматривается негативное влияние процесса вибрации на надежность основного узла любой ГРС – фланцевого соединения.

Под влиянием вибрации во фланцевом узле возникают микроперемещения одной поверхности относительно другой, чаще всего фланца относительно уплотнения, которые находятся в пределах 1 мм или 1000 мкм, которые незаметны глазу наблюдателя, но при этом могут быть зафиксированы виброметром при проведении диагностики. Данный процесс перемещения, приводящий к износу поверхностей, которые находятся в контакте, получил название фреттинга.

Фреттингу подвержено любое оборудование, работающее в условиях малой подвижности деталей.

Авторами работы разработана методика проведения испытаний и стендовые установки для оценки стойкости стандартных уплотнений к фреттинг-износу и влияния фреттинга на процесс уменьшения величины затяжки шпилек фланцевых соединений с целью оценки сохранения герметичности соединения и надежности узла.

В качестве пар трения выбраны: сталь – терморасширенный графит, сталь– паронит, сталь – сталь, сталь – полиуретан.

Перечисленные материалы используются для изготовления фланцев и уплотнений в нефтегазовой промышленности.

Износ, полученный в результате испытаний (рисунок 1), рассчитывается с целью оценки скорости уменьшения размеров фланцев и уплотнений для оценки остаточного ресурса.

На основании проведенных испытаний получено, что с ростом усилий затяжки шпилек при сборке фланцевого соединения, то есть при превышении нормированного усилия затяжки, происходит ускорение процесса износа в паре трения сталь – паронит, сталь – сталь, однако в паре трения сталь – терморасширенный графит износ поверхностей не зависит от величины затяжки шпилек, а в паре трения сталь – полиуретан при увеличении затяжки износ уменьшается, что послужило основанием для создания новой конструкции уплотнения для фланцев ГРС с применением композитов из полиуретана.



Рисунок 1 – Результаты испытаний на фреттинг пары трения  
Сталь 20 – паронит

Новое уплотнение изготовлено и испытано на стенде с разными уровнями вибрации. В результате момент затяжки шпилек фланцевого соединения не уменьшается на протяжении 5 млн циклов при виброскорости  $45 \text{ мм/с}^2$ .

В настоящий момент подана заявка на патентование полезной модели.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Кузьбожев П.А. Совершенствование методов снижения вибраций в трубопроводах газораспределительных станций: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Кузьбожев Павел Александрович. – Ухта, 2019. – 128.

УДК 62-408.66

### **РАСТРЕСКИВАНИЕ ТРУБОПРОВОДА ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ СТРЕСС-КОРРОЗИИ**

*Е.Ю. Зайкина, УГНТУ, г. Уфа*

В наши дни магистральные трубопроводы все больше и больше прокладываются по территории нашей страны. Они охватывают все регионы - начиная от Камчатки и заканчивая Калининградом. Несмотря на простое конструкторское строение, трубопровод в процессе эксплуатации подвергается большому воздействию факторов. Рассмотрим один из важных факторов - это растрескивание трубопровода в ходе эксплуатации.

Коррозия под напряжением - это коррозия металлического материала при одновременном воздействии коррозионной среды и механических напряжений. Мерой устойчивости материала к коррозии под напряжением является коррозионно-механическая прочность, определяемая как предел допустимых статических или циклических напряжений в металле на выбранной базе испытаний по времени (тыс. ч) или по числу циклов нагружения [1]. Повреждения проявляются в виде колоний трещин, постепенно проникающих вглубь металла с его поверхности (рисунок 1- КРН на трубопроводе).



Рисунок 1- КРН на трубопроводе

Возникновение КРН провоцируют 3 фактора:

1. Первый фактор включает параметры коррозионной среды (состав, pH, температуру).
2. Второй фактор включает напряженно-деформированное состояние (НДС) металла труб (уровень напряжений от внешних нагрузок, собственные остаточные напряжения, форма цикла нагружения и т.п.).
3. Третий фактор - внешние факторы. Включает технологию производства и параметры качества стали, которые определяют чувствительность металла труб к растрескиванию.

КРН не является единственно возможным явлением, способным привести к повреждению путем растрескивания стальных труб. Так же причиной появления трещин или разрывов в ходе эксплуатации могут послужить:

- дефекты сварки, возникновение грубых закалочных структур и поступление водорода из окружающей атмосферы или продуктов сварки;
- действие «чисто механической усталости металла», возникающей в результате многократно повторяющихся механических перегрузок;
- случайное «охрупчивание» металла в следствие дефектов металлургического характера (возникновение «твердых» точек, водородная ликвация в ходе кристаллизации стали при выработке металла);
- большая механическая перегрузка, которая приводит к мгновенному разрушению структуры металла при превышении предела прочности на разрыв).

Для выяснения причин повреждения за счет растрескивания необходимо экспертизу, учитывающую следующие данные:

1. сведения об условиях рабочего режима;
2. результаты химических и металлургических анализов, микроскопических исследований образцов металла;
3. коррозионная активность грунтов;
4. границы тектонических блоков;
5. изменение давления газа; факторы трубного производства;
6. металлургическое качество стали.

По вышеизложенной информации можно сделать вывод, что причины и механизмы КРН различны. Следовательно, для выявления доминирующих

факторов присущих КРН, целесообразным является проведение системных исследований причин аварийных разрушений труб по причине КРН. Своевременная и вовремя сделанная техническая диагностика дефектов позволяет снизить риски крупных экологических катастроф, уменьшить время и затраты на капитальный ремонт. Не проделанные во время эксплуатации диагностические работы приводят к постепенному уменьшению пропускной способности трубопровода, приводящее к снижению эффективности работы, существенному увеличению затрат на перекачку газа и ухудшению окружающей среды.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Стеклов О.И. Стойкость материалов и конструкций к коррозии под напряжением: Научное издание. – М.: Машиностроение, 1990. – 384 с.

УДК 622.692.4

### **ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ КАК СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ**

*Я.А. Копейкина, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время актуальными являются задачи по созданию технологий транспортировки высоковязких тяжелых нефтей по трубопроводу. Существует достаточное количество способов снижения вязкости, которые классифицируются на тепловые, физические и химические [1-3]. Одним из интересных способов снижения вязкости является газонасыщение тяжелых нефтей с целью обеспечения их транспортабельности.

Известно, что двухфазный флюид, добываемый из пласта и в дальнейшем перекачиваемый по трубопроводу, может создавать некоторые проблемы. На практике сталкиваются с пульсацией давления, что приводит к нарушению режима работы оборудования и приборов. Возможны такие процессы, как конденсация и испарение. В некоторых частях трубопровода можно наблюдать уменьшение проходного сечения, что связано с образованием газовых пробок. Чтобы избежать данных проблем необходимо обеспечить равномерное распределение газа в потоке высоковязкой нефти.

Введение попутного нефтяного газа (ПНГ) в поток высоковязкой тяжелой нефти предполагает, что при равномерном распределении газа в потоке жидкости ее вязкость снизится. Предполагается, что затраты на данный метод будут не велики, так как ввод газа планируется производить с использованием нагнетателя, а не путем дорогостоящих мультифазных насосов. А также затраты можно уменьшить и наличием ПНГ на месторождении, где будет проводиться данное мероприятие, что, в свою очередь, решает проблему утилизации ПНГ.

Для равномерного распределения газа необходимы специальные устройства. Как говорилось выше, вместо насоса используется газоперекачивающий агрегат. Компрессор позволяет закачать газ в трубопровод с помощью зонда. Там, где зонд погружен в трубопровод, должны располагаться форсунки. Газ подается в поток жидкости, через отверстия

малого диаметра форсунок. Также устройство может включать турбулизатор для регулирования динамики потока.

Но стоит отметить и некоторые проблемы данного метода. Для избежания газовых скоплений, которые способствуют гидравлическому сопротивлению, нужно поддерживать равномерное распределения газа в потоке, в связи с чем, необходима разработка устройств подачи газа в поток жидкости. Устройства ввода газа должны быть оснащены муфтами, форсунками или турбулизаторами потока для обеспечения необходимой динамики потока.

Не смотря на некоторые сложности, данный метод позволяет решать проблемы снижения вязкости тяжелых нефтей и обеспечить утилизацию попутного нефтяного газа.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Гаррис Н.А., Полетаева О.Ю., Латыпов Р.Ю. Проблемы транспортирования тяжелых нефтей // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. № 3. С.3-5.
2. Леонтьев А.Ю., Полетаева О.Ю., Бабаев Э.Р., Мамедова П.Ш. Влияние СВЧ-воздействия на изменение вязкости высоковязких тяжелых нефтей // Нефтегазохимия. 2018. № 2. С. 25-27.
3. Шайдаков В.В., Мусаев М.В., Шайдаков Е.В., Полетаева О.Ю., Чернова К.В., Канзафаров Ф.Я., Гамолин О.Е., Педорич В.Н., Рудой В.В. Устройство для удаления ферромагнитных частиц из потока жидкости или газа // Патент на полезную модель RU 71976 U1, 27.03.2008. Заявка № 2007146540/22 от 12.12.2007.

УДК 622.691.4:621.31

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГПА-16Р «УФА» НА МЕТАНО-ВОДОРОДНОМ ТОПЛИВЕ**

*Е.А. Кормакова, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа*

Объектом изучения стал агрегат газоперекачивающий ГПА-16Р «Уфа», который предназначен для компримирования природного газа, отбираемого из магистрального трубопровода, с последующей подачей его обратно (в магистральный трубопровод) для дальнейшего транспортирования.

Повышение КПД одноконтурных газотурбинных установок (ГТУ), созданных на базе авиационных газотурбинных двигателей возможно за счет: уменьшения радиальных зазоров; предварительного подогрева топлива, поступающего в основную камеру сгорания, выхлопными газами; уменьшения расхода охлаждающего воздуха в газогенераторе за счет применения топливо – воздушных теплообменников.

Использование водородного топлива позволяет добиться увеличения КПД газотурбинных установок в 1,5-1,7 раза, также можно отметить, что реальный цикл двигателя на водородном топливе ближе к реальному. Расход водородного топлива меньше на 35-40% по сравнению с углеводородным топливом, то есть экономичность эксплуатации может увеличиться на 20-25%. Кроме того, использование водородного топлива позволяет снизить токсичность выбросов в 2-4 раза [1, 2].



Современная технология адиабатической конверсии метана (АКМ) позволяет получать метано-водородную смесь (МВС) в одну стадию, что существенно упрощает и удешевляет производство. Применение метано-водородных смесей с высоким содержанием водорода (до 50%) в качестве топливного газа на строящихся, а также на действующих компрессорных станциях (КС) с газоперекачивающими агрегатами (ГПА), подлежащими реконструкции, позволит существенно улучшить эксплуатационные характеристики, снизить расход топливного газа, снизить эмиссионные показатели.

Для новых мощных ГПА применение МВС позволяет, в зависимости от проектных решений, снизить расход газа на 8-16% и выбросы  $\text{NO}_x$  ниже 25 мг/нм<sup>3</sup>.

Максимальная единичная мощность ГТУ достигла к настоящему времени 30 МВт, а КПД при автономной работе составляет 36 - 38%. В ГТУ, созданных на базе авиадвигателей с высокими степенями повышения давления начальная температура газов – 1300-1500°С, степени сжатия – 20-30. В ГТУ освоено «малотоксичное» сжигание природного газа [3]. Оно наиболее эффективно в камерах сгорания, работающих на предварительно подготовленной гомогенной смеси газа с воздухом при больших избытках воздуха и с равномерной и сравнительно невысокой (1500 - 1550°С) температурой факела. При такой организации горения образование  $\text{NO}_x$  удастся ограничить 20 - 50 мг/м<sup>3</sup> при нормальных условиях при высокой полноте сгорания. Проблема заключается в сохранении устойчивости горения и близких к оптимальным условиям горения при изменении режимов. Использование МВС может увеличить мощность ГТУ по сравнению с базовой до 70 –80 %, снижение расхода топлива –до 35-40 % при одновременном резком снижении эмиссии  $\text{NO}_x$  в 4-8 раз.

Для газотурбинных установок малых мощностей технологически трудно создать турбомашину с высокими КПД, а также организовать эффективные системы охлаждения горячих частей ГТУ. При модернизации таких машин применение МВС оказывается наиболее целесообразным.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Потенциал метано-водородного топлива в условиях перехода к низкоуглеродной экономике /Сайт «<http://neftegas.info>» (<http://neftegas.info/upload/iblock/b1d/b1d934acfd0aa5f980ec02d0fd52b1b7.pdf>).
2. Концепция крупномасштабного развития инновационных систем производства и распределения метано-водородного топлива как эффективного альтернативного энергоносителя / Сайт «<https://ccortes.ru>» ([https://ccortes.ru/st\\_docs/klumpur2012.pdf](https://ccortes.ru/st_docs/klumpur2012.pdf)).
3. Ресурсосберегающие технологии при магистральном транспорте газа / Н.А. Гаррис. – СПб.: ООО «Недра», 2009. –368 с.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОТОКА РАБОЧЕЙ СРЕДЫ НА МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЯХ

*А.В. Латыпова, Н.У. Кужина, УГНТУ, г. Уфа*

В работе рассматриваются потоки среды (сжимаемой и несжимаемой), текущие по сложному каналу (Т-образный тройник). Для этого необходима разработка методики моделирования нестационарных гидродинамических процессов в трехмерной системе разветвленных каналов и определение влияния гидродинамических и геометрических параметров на колебания потока.

Данная задача была рассмотрена специалистами [1, 2] исходя из направленностей их исследований и в ряде случаев реализовывалась с математической точки зрения со значительным упрощением модели [2, 3]. Как правило, либо не учитываются турбулентность потока и точки бифуркации, либо представляется только расчет в программе ANSYS и проверка на близость компьютерной модели к экспериментальной.

В данной работе реализована математическая модель, основывающаяся на уравнении Навье-Стокса, со строгим исполнением законов сохранения: массы, импульса и энергии в области примыкания. Это позволяет математической модели быть близкой к экспериментальным данным. В т.ч. учитывается турбулентность потока.

Для получения необходимого результата необходимо было разделить сложный трубопровод на более простые сегменты, чтобы рассчитывать их, учитывая направление потока в каждом. В качестве критериев подобия математической модели реальным условиям применялись число Рейнольдса и число Струхала.

После численных расчётов будет проведено сравнение полученных данных с экспериментальными и определение погрешности.

Следующим этапом работы планируется реализация компьютерной модели, для чего разработана численная модель и построена разностная сетка. Необходимо так же учитывать в реализации компьютерной модели, что это делается с некоторым приближением. Так же для сравнения данная модель будет реализована средствами программного комплекса ANSYS.

В результате работы должна быть реализована математическая и компьютерная модель, проведено сравнение полученных результатов с экспериментальными данными.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Ландау, Л. Д. Гидродинамика. / Л.Д. Ландау, Е. М. Лифшиц — Издание 4-е, стереотипное. — М.: Наука, 1988. — 736 с. — («Теоретическая физика», том VI).
2. Колдоба, А. В. Математическое моделирование течения жидкости в разветвленных гидравлических системах/ А.В. Колдоба, Ю.А. Повещенко, П.П. Матус, М.М. Чуйко - Матем. Моделирование – 1992г.- том 4 № 9 – с. 43–54
3. Харламов, С.Н., Альгинов, Р.А. Исследование пространственных турбулентных процессов узлах и сочленениях трубопроводов / Горный информационно-аналитический бюллетень, № S3, 2012. – с. 466-482

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ФИЛЬТРОВ НА КОМПЛЕКСНЫХ ВОЗДУХООЧИСТИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ ПУТЕМ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЕРЕПАДОВ ДАВЛЕНИЙ

*Е.А. Леонтьев, И.М. Руфанова, УГНТУ, г. Уфа*

Перед подачей атмосферного воздуха на вход осевого компрессора газотурбинной установки (ГТУ) его необходимо очищать от естественной и промышленной пыли. Данная очистка необходима для предохранения проточной части компрессора и всего воздушного тракта установки от механического износа и образования на них отложений различного рода.

Для обеспечения качественной очистки воздуха при работе ГТУ их оборудуют комплексными воздухоочистительными устройствами (КВОУ).

Произведено физико–математическое моделирование работы фильтров тонкой очистки, так как фильтр – это единственный элемент, в составе КВОУ, требующий регулярной замены, остальные элементы учтены не были. Разрушение или загрязнение фильтра тонкой очистки приводит к ухудшению характеристик ГТУ, следовательно отслеживание его состояния является приоритетным.

Физико–математическая модель рассчитывает перепад давлений, который был бы на чистом фильтре для текущего значения массового расхода воздуха ( $\dot{m}$ ). После этого фактический перепад давлений на фильтре, замеренный датчиком при эксплуатации ГТУ, сравнивается с перепадом чистого фильтра, рассчитанным моделью КВОУ. Если перепад при работе ГТУ больше перепада, рассчитанного моделью, это значит, что фильтр забился некоторым количеством пыли. По соотношению этих перепадов можно судить о степени чистоты фильтра, а также определить момент, когда фильтр нужно заменить.

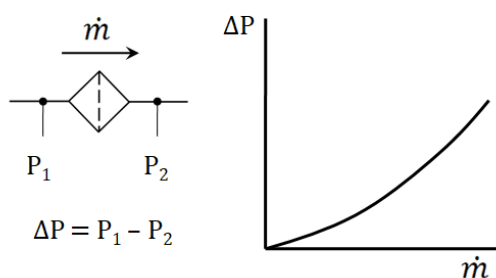


Рисунок 1 – Физико–математическая модель комплексного воздухоочистительного устройства

Перепад давлений на фильтре вызывается потерями полного давления, которые возникают при течении воздуха через него. Потери полного давления описываются выражением:

$$\Delta P = \zeta \cdot \frac{\rho w^2}{2}$$

где  $\zeta$  – коэффициент местного гидравлического сопротивления.

Используя уравнение массового расхода и уравнение состояния идеального газа, можно преобразовать это выражение к виду:

$$\Delta P = \zeta \cdot \frac{\dot{m}^2 R T_1}{2 P_1 F^2}$$

где  $F$  – площадь поперечного сечения КВОУ;

$R$  – газовая постоянная;

$T_1$  – температура воздуха на входе в КВОУ;

$P_1$  – давление воздуха.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Жохов В.Л., Шрот Т., Канга М. Обеспечение качественной фильтрации воздуха ГТУ // Газотурбинные технологии. 2007. № 7. С. 22–28
2. Ермошин А.Н. Оптимизация работы воздухоочистительных устройств ГПА с точки зрения защиты от обледенения / Ермошин А.Н., Погребнова О.В., Ефремов А.Н., Злобин С.В. // «Газотурбинные технологии». – 2015. – № 3. – С. 12 – 16.
3. Пчелкин В.В., Лисицына О.В., Подлегаев С.Н., Прокопьев Л.А., Сивков Д.И. Воздухоочистительные устройства – этапы развития // Газотурбинные технологии. – 2007. №3 – С.10–12.

УДК 620.179.17

### АКУСТИКО-ЭМИССИОННЫЙ КОНТРОЛЬ МЕТАЛЛА И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

*Д.С. Никишов, Р.В. Загидуллин, УГНТУ, г. Уфа*

Надежность выявления дефектов сплошности металла акустико-эмиссионным методом контроля значительно зависит от большого количества внешних условий и факторов, один из которых это быстрое затухание амплитуды акустической волны с увеличением ее частоты [1].

Данная проблема может быть устранена с помощью комплексного подхода, который основан на применении результатов магнитного контроля напряженного состояния металла, с помощью данных результатов предварительно определяются потенциально опасные области оборудования, которые содержат дефекты структуры, микро- и макроскопические дефекты сплошности.

Экспериментальные исследования при совмещенном применении магнитного и акустико-эмиссионного контроля были использованы на образцах стальных труб, которые имеют дефекты сплошности металла естественного происхождения.

Полученный результат подтверждает справедливость расчетной формулы

(1)

$$\ln N_{\Sigma}(t) = \ln(k_{AE} C_o) + \frac{\gamma \dot{\sigma} t - U_o}{K T} - \ln\left(\frac{\tau_o \gamma \dot{\sigma}}{K T}\right). \quad (1)$$

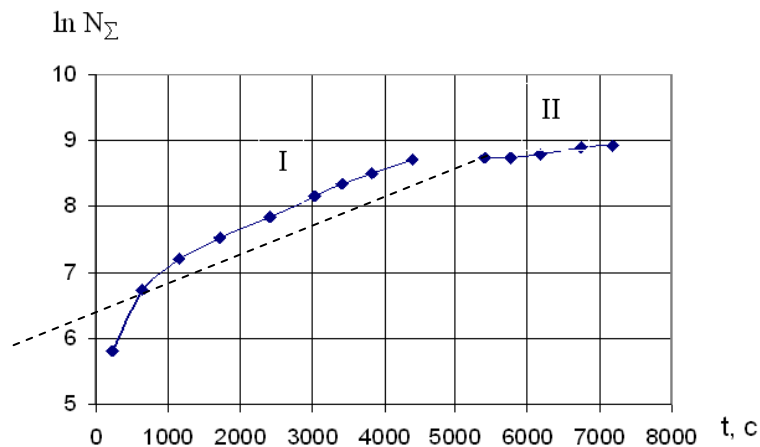


Рисунок 1 - Зависимость диагностического параметра акустической эмиссии от времени нагружения образца

На рисунке 2 представлена зависимость диагностического параметра акустической эмиссии металла от времени нагружения стальных труб, которые содержат дефекты сплошности типа трещин, расслоения и коррозионного повреждения металла [2].

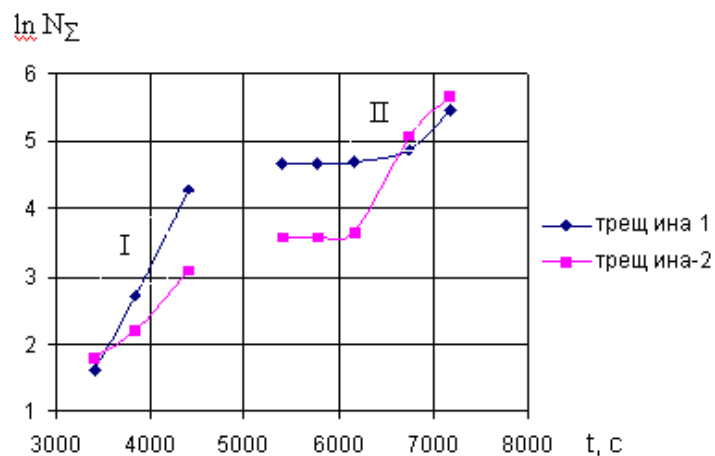


Рисунок 2 - Фрагменты зависимости диагностического параметра акустической эмиссии от времени нагружения образца

Выявленный источник акустической эмиссии металла - трещина №1 была классифицирована как критически активный источник, второй обнаруженный источник акустической эмиссии металла - трещина №2 была классифицирована как катастрофически активный источник [3].

В результате были получены аналитические зависимости для напряженности поля остаточной намагниченности деформированной стальной трубы от величины эффективного механического напряжения металла, которые хорошо согласуются с экспериментальными данными.

Также показано, что диагностические параметры, полученные из микромеханической модели акустической эмиссии, при однородном мелкодисперсном разрушении металла напрямую связаны с величиной эффективного механического напряжения оборудования.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Гуменюк В.А., Несмашный Е.В. Оптимизация алгоритма акустико-эмиссионной локализации дефекта в кольцевых швах сварных конструкций. - Контроль. Диагностика, 2007, №9, с.34-36.
2. Загидулин Р.В., Загидулин Т.Р., Аминев А.Ф. Зависимость напряженности поля остаточной намагниченности от величины механических напряжений в плоскости металла. - Нефтегазовое дело, 2016, т.14, №1, с.225-233.
3. Загидулин Р.В., Загидулин Т.Р., Аминев А.Ф. и др. Экспериментальное исследование согласованного плоского напряженно-деформированного состояния металла образцов стальной трубы по магнитным диагностическим параметрам. – Нефтегазовое дело, 2016, т.14, №4, с.142-150.

УДК 621.644.07

### **ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ**

*А.В. Новичков, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа*

В современном мире с постоянно растущим уровнем населения (по оценкам ООН ожидается рост с 7,7 млрд человек в 2019 году до 9,7 млрд человек в 2050 году [1]) спрос на ресурсы и энергию неумолимо растет: так, по оценкам специалистов ожидается рост потребления энергии в 1,7 – 2,4 раза к 2100 году относительно наших дней [2].

В зависимости от направления развития мировой энергетики и действий международной общественности, ожидается, что доля углеводородов (нефть и газ) в общей структуре потребления энергоресурсов составит от 29 до 45% к 2100 году против чуть более 50% в настоящее время. В абсолютных величинах динамика составляет с 7,56 млрд т н.э. в 2017 году до 7,54 – 15,30 млрд т н.э. к 2100 году. Иными словами, потребление нефти и газа прогнозируется как минимум на прежнем уровне, и как максимум возросшим в два раза.

Нефтегазодобывающая отрасль является и будет являться в обозримом будущем одним из ключевых направлений экономики России, играя значимую роль в формировании экспортных и бюджетных доходов и являясь сырьевой базой для большинства секторов промышленности: от производства жидких и газообразных топлив для транспортных средств и генерирования тепловой и электрической энергии до производства бытовых товаров первой необходимости и лекарственных средств.

Однако с каждым годом добывать нефть и газ становится всё сложнее из-за планомерного истощения месторождений, разработка которых осуществляется относительно без осложнений. Анализируя текущие районы добычи и состояние месторождений, нетрудно сделать вывод о том, что в обозримом будущем добыча нефти и газа в России будет сдвигаться в более отдаленные труднодоступные районы, в том числе на шельфы северных морей [3]. В качестве примера можно привести крупнейшие Русское, Усинское, Восточно-Мессояхское, Новопортовское, Штокмановское и другие месторождения нефти и газа полуострова Ямал.

Одним из факторов, осложняющих разработку таких месторождений, является практическое полное отсутствие транспортной инфраструктуры в условиях вечной мерзлоты. Строительство и эксплуатация подземных трубопроводных систем в районах распространения многолетнемерзлых грунтов является во многих нерациональным решением из-за необходимости нарушения целостности мерзлого грунта и теплового взаимодействия трубопровода с грунтом в процессе эксплуатации, приводящими к непредсказуемым последствиям (например, морозному пучению), а также сложностью проведения земляных работ большого объема [4].

Таким образом, применение надземного способа прокладки трубопроводов, несмотря на сложность исполнения и высокие затраты [5], в перспективе развития добычи нефти и газа будет являться зачастую единственным способом транспорта углеводородов в условиях мерзлоты. В настоящее время примерами таких систем могут служить трубопроводы «Заполярье-Пурпе», «Ванкор-Пурпе», Трансаляскинский нефтепровод и др. Общая протяженность надземных трубопроводов будет расти по мере разработки месторождений Севера.

В данной работе производится анализ развития технологии надземного трубопроводного транспорта, опыт эксплуатации существующих трубопроводных систем и формирование круга задач, которые необходимо решить ученым.

Одними из ключевых задач, которые были поставлены по результатам работы являются:

1. Сохранение планово-высотного положения, прочности и устойчивости надземного трубопровода в сложных условиях пучения/просадки грунта с учетом комплексного влияния других нагрузок при взаимном влиянии трубопровода и мерзлого грунта.

2. Поддержание работоспособного состояния трубопроводной системы в долгосрочной перспективе при глобальных климатических изменениях, в том числе изменении криологических свойств грунт без влияния трубопровода.

Поставленные задачи определяют основные векторы развития технологии надземного трубопроводного транспорта, решение которых должно обеспечить бесперебойный и безопасный транспорт нефти и газа в сложных климатических условиях.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Организация Объединенных Наций. Народонаселение. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.un.org/ru/global-issues/population> (дата обращения 03.11.2021)
2. Основные тенденции развития мирового рынка жидких углеводородов до 2035 года. [Электронный ресурс]. – URL: <https://lukoil.ru/Business/Futuremarkettrends> (дата обращения 03.11.2021)
3. ТЭК России – 2019, ежегодный статистический сборник. [Электронный ресурс]. – URL: <https://ac.gov.ru/publications/topics/topic/13700> (дата обращения 03.11.2021)
4. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. – М.: 1991. – 287 с.: ил.
5. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. Третий принцип использования мерзлых грунтов в качестве основания трубопроводов // Территория Нефтегаз. 2017. №5.

## **ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ УЗЛА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТО- ОБРАЗОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ГРС-3 «НОВО-АЛЕКСАНДРОВКА»**

*Р.М. Сафин, А.А. Галимов, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа,*

*Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа*

Узел предотвращения гидратообразования является одним из основных на газораспределительной станции (ГРС). В соответствии с законом Джоуля-Томпсона при редуцировании температура природного газа значительно понижается, при этом увеличивается вероятность образования газогидратов, закупорки газопровода и нарушения работы регуляторов давления. Наиболее оптимальным вариантом решения данной проблемы является предварительный подогрев газа в теплообменниках и подогревателях газа. От эффективности работы данного узла зависит надежность всей газораспределительной системы.

Существующие методики четко регламентируют работу и обслуживание узлов предотвращения гидратообразования лишь на небольших ГРС, где установлен один подогреватель газа (ПГ). При большем количестве ПГ, имеющих определенный диапазон настройки, возникает проблема их наиболее эффективного включения в работу.

Данная работа посвящена разработке алгоритма, определяющего наиболее эффективное включение в работу нескольких ПГ на основе гидравлического и теплового расчетов, а также определении технического состояния оборудования.

В качестве объекта исследования была выбрана ГРС-3 «Ново-Александровка», которая является одной из крупнейших газораспределительных станций ООО «Газпром трансгаз Уфа». После реконструкции на ГРС были установлены 8 ПГ марки ГПМ-ПТПГ-100.

Алгоритм расчета наиболее эффективного включения ПГ в работу будет строиться на основе трех составляющих:

1. гидравлический расчет определит распределение потока подогреваемого газа между «открытыми» ПГ;
2. тепловой расчет определит распределение температуры подогреваемого газа в коллекторе и индивидуальную тепловую нагрузку ПГ, а также приоритетность включения ПГ в работу на основе полученного КПД;
3. определение факторов, влияющих на техническое состояние ПГ, позволит внести дополнительные экспертные правила, которые также повлияют на приоритетность включения того или иного ПГ.



**ВЛИЯНИЕ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ МЕТАЛЛА НА РЕЗУЛЬТАТЫ  
ВИХРЕТОКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА***Л.Ф. Сыртланова, УГНТУ, г. Уфа*

Для обнаружения поверхностных дефектов сплошности (стресс-коррозионные трещины, коррозионные повреждения и т.д.) в магистральных стальных газопроводах широко применяются вихретоковые дефектоскопы, реализующие вихретоковый метод неразрушающего контроля (НК).

Для вихретокового метода НК, с точки зрения протекающих физических процессов, дефекты сплошности металла являются локальными областями, где происходит резкое ухудшение электромагнитных свойств металла: снижается его электропроводность (из-за разрыва металла) и магнитная проницаемость (полость дефекта заполнена немагнитной средой).

Настройка чувствительности вихретоковых дефектоскопов и их калибровка осуществляется на стандартных образцах с моделями реальных дефектов сплошности, изготовленных в виде пропилов и цилиндрических сверлений с заданными глубинами и шириной, при этом в полости этих дефектов находится воздушная среда.

Полости реальных дефектов сплошности в эксплуатирующихся стальных трубопроводах, в том числе, магистральных газопроводах, обнаруженные на участках с поврежденным защитным покрытием, как правило, заполнены продуктами коррозии металла и отложений нефтепродуктов.

Результаты ранее проведенных исследований показали [1], что продукты коррозии металла и отложений нефтепродуктов в стальном трубопроводе представляют собой многофазные системы, которые обладают электромагнитными свойствами (хотя они проявляются намного слабее, чем в металлах) (рисунок 1).

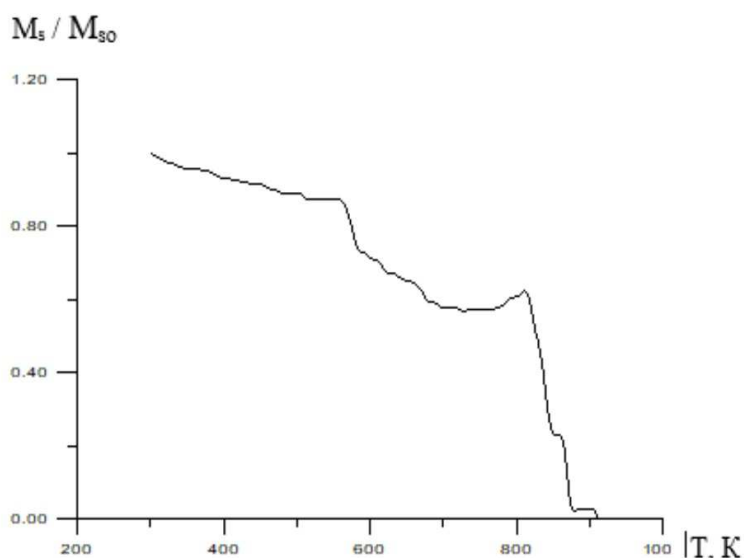


Рисунок 1 - Зависимость намагниченности насыщения продуктов коррозии металла и отложений нефтепродуктов от температуры

Это обстоятельство не может не влиять на результаты магнитной и электромагнитной дефектоскопии стальных газопроводов. Поэтому исследование влияния продуктов коррозии стального газопровода на результаты вихретоковой дефектоскопии представляет практический интерес с точки зрения обеспечения достоверности результатов НК.

Исходя из физических процессов, протекающих в металле с дефектом сплошности, при вихретоковом методе НК, можно предположить, что наличие электромагнитных свойств (хоть и сравнительно слабых) у продуктов коррозии металла и отложений нефтепродуктов, расположенных в полости дефектов сплошности, должно влиять на сигнал накладного вихретокового преобразователя (ВТП) дефектоскопа.

Наличие электропроводящих и магнитных свойств вещества в полости дефекта сплошности приводит к уменьшению амплитуды сигнала накладного ВТП и если они достигают величин, соответствующих свойствам металла, то амплитуда сигнала ВТП над дефектом сплошности не будет отличаться от сигнала в бездефектной области металла.

На практике это приводит к занижению показаний вихретокового дефектоскопа над дефектами сплошности, полости которых заполнены продуктами коррозии и отложений нефтепродуктов.

На основе этих показаний возможна недооценка реальной опасности дефектов сплошности, из-за заниженной оценки их геометрических параметров (особенно – глубины).

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Загидулин Р.В., Мужичкий В.Ф., Ефимов А.Г. и др. Исследование влияния продуктов коррозии магистрального нефтепродуктопровода на сигнал вихретокового дефектоскопа ВД-12НФП. - Контроль. Диагностика, 2007, № 9 (111), с.42-46.

УДК 622.692.28

### **СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДИК ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ГАЗОВОГО ПРОСТРАНСТВА РЕЗЕРВУАРОВ ПРИ РАСЧЕТЕ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ «МАЛЫХ ДЫХАНИЙ»**

*А.И. Фаттахова, И.М. Руфанова, УГНТУ, г. Уфа*

Температура газового пространства (ГП) резервуара является одним из главных параметров при определении потерь нефти и нефтепродуктов от «малых дыханий». Недостаточная точность определения этой температуры может привести к малой эффективности разрабатываемых средств борьбы с потерями или к неоправданному увеличению капитальных затрат.

Определение температуры ГП резервуаров принято выполнять методике Н.Н. Константинова [1], при этом необходимо учитывать большое количество параметров: тепловой поток, коэффициенты теплоотдачи в разное время суток, интенсивность солнечной радиации и другие параметры.

Предложенные нами формулы для температуры паровоздушной смеси в

ГП [2] получены на основе обработки результатов фактических измерений [3]. Прогнозировать температуру газового пространства можно, зная температуру окружающей среды:

$$- \text{ для } 224 \text{ К} < T_{\text{возд}} \leq 273 \text{ К} \quad T_{\text{ГП}} = 273,65 \cdot \left( \frac{T_{\text{возд}}}{273} \right)^{0,9086}; \quad (1)$$

$$- \text{ для } 273 \text{ К} < T_{\text{возд}} \leq 310 \text{ К} \quad T_{\text{ГП}} = 273,44 \cdot \left( \frac{T_{\text{возд}}}{273} \right)^{1,3392}. \quad (2)$$

Результаты расчета прогнозирования температуры в ГП резервуара по двум методикам [1, 2] сравнивались с данными фактической температуры наружного воздуха и ГП двух стальных горизонтальных резервуаров, расположенных в районах Республики Башкортостан.

Таблица 1 – Сравнение результатов расчета температуры ГП с фактическими данными

|          | № заме-<br>ра | Температура<br>наружного<br>воздуха, К | Фактическая<br>температура<br>ГП, К | Расчетная<br>температура<br>ГП по фор-<br>мулам<br>(1)-(2) | Расчетная<br>температура<br>ГП по методи-<br>ке Н.Н. Кон-<br>стантинова |
|----------|---------------|----------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| РГС<br>1 | 1             | 276,5                                  | 281,79                              | 278,145                                                    | 274,59                                                                  |
|          | 2             | 275,35                                 | 275,1                               | 276,597                                                    | 276,489                                                                 |
|          | 3             | 273,66                                 | 274,01                              | 274,326                                                    | 274,241                                                                 |
| РГС<br>2 | 1             | 276,5                                  | 282,13                              | 278,145                                                    | 274,487                                                                 |
|          | 2             | 275,35                                 | 275,4                               | 276,597                                                    | 276,398                                                                 |
|          | 3             | 273,66                                 | 273,84                              | 274,326                                                    | 274,122                                                                 |

Относительная погрешность прогнозирования температуры ГП резервуаров по предложенной методике составляет от 0,04% до 0,5%, среднеквадратичная - 0,996% и 1,052% для первого и второго резервуара соответственно. При определении значения температуры ГП по методике Константинова Н.Н.: относительная погрешность - от 0,03% до 0,96%, среднеквадратичная - 1,843% и 1,934%.

Таким образом, предлагаемая нами зависимость описывает экспериментальные данные с большей точностью, а также позволяет избежать сложных и неудобных расчетов, которые предлагаются другими авторами.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов /П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак и др. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008. 658 с.
2. Фаттахова А.И., Руфанова И.М. Определение температуры газового пространства резервуаров при расчете потерь нефти и нефтепродуктов от «малых дыханий»// 72-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: Материал. Конф. / УГНТУ, - Уфа, 2021.– Кн. – С.341.
3. Бударов И.П. Потери от испарения моторных топлив при хранении. М.: ВНИИСТ, 1961. 264 с.

УДК 622.691.4

## **АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ НА ГИДРАТЫ С ПОМОЩЬЮ СНАРЯДА**

*Р.А. Хамидуллин, Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа*

Газовые гидраты – кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из воды и газа.

Они приводят к значительному увеличению гидравлического сопротивления и снижению пропускной способности трубопроводов вплоть до их полного закупоривания, что, в свою очередь, способствует возникновению аварийных и опасных ситуаций, а также к нарушению работы оборудования [1].

Чтобы удалить гидраты с помощью электромагнитных волн, необходимо присутствие дипольных молекул, на одном конце которых имеется положительный электрический заряд, а на другом – отрицательный.

Диполем является молекула воды, которая в свою очередь содержится в большом количестве в гидратах.

Принцип работы заключается в воздействии на указанные текучие среды электромагнитными волнами в диапазоне  $\lambda$  от 500 нм или более до менее 1 мм (от более 300 ГГц до 600 ГГц или менее).

Электромагнит создает электромагнитное поле, которое взаимодействует с молекулами воды, заставляя их вращаться с частотой в миллионы раз в секунду, создавая молекулярное трение, которое и дает нагрев и в последствии разрушение гидратов.

Нами предлагается разместить электромагнит, с регулируемой частотой электромагнитных волн в зависимости от диаметра трубопровода и состава газогидратов в профилемер, в который также размещены встроенные аккумуляторы для питания электромагнита.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:**

1. Газовые гидраты - Нефтехимия и газохимия [Электронный ресурс]. – URL: <https://neftegaz.ru/science/petrochemistry/332034-gazovye-gidraty/> (дата обращения 18.04.2021).

УДК 62.987

## **МОДЕЛИРОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК НАСОСА НМ-10000-380**

*А.А. Юлдашев, УГНТУ, г. Уфа*

В последнее время большое внимание уделяется вопросам модернизации и улучшения эксплуатационных характеристик магистральных центробежных насосов. Так, на базе насоса НМ 10000-210 разработана новая модель НМ 10000-380. Однако, в проектной учебной работе возникает проблема отсутствия паспортных характеристик для вновь созданных моделей, так как в каталогах производителя приводится лишь универсальная характеристика полей подач и напоров. В работе сделана попытка разработки алгоритмов расчетов характеристик насоса, таких как напор, КПД и мощность. Эти расчеты основаны на гидродинамическом подобии насосов НМ10000-380 и НМ 10000-210.

Следует отметить, что в конструкцию насоса были внесены изменения, а именно:

- двойные торцовые уплотнения фирмы «Бургман» с системой обеспечения работоспособности;
- механические торцовые одинарные с гидравлической разгрузкой и дополнительным щелевым уплотнением в соответствии с API 682;
- циклонные сепараторы для очистки нефти, поступающей на охлаждение торцовых уплотнений;
- двусторонний упорный подшипник скольжения типа «Митчелл».

Был сделан вывод, что НМ 10000-210 и НМ 10000-380 гидродинамически подобны друг другу. Гидродинамическое подобие позволяет применить к насосам соотношения (1) и (2):

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^3; \quad (1)$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2. \quad (2)$$

Задаваясь несколькими значениями диаметра рабочего колеса насоса НМ-10000-380, получаем семейство напорных характеристик, одна из которых проходит через точку номинального режима работы насоса с напором и подачей 380 метров и 10000 м<sup>3</sup>/ч соответственно, которая и будет являться напорной характеристикой насоса (рисунок 1).

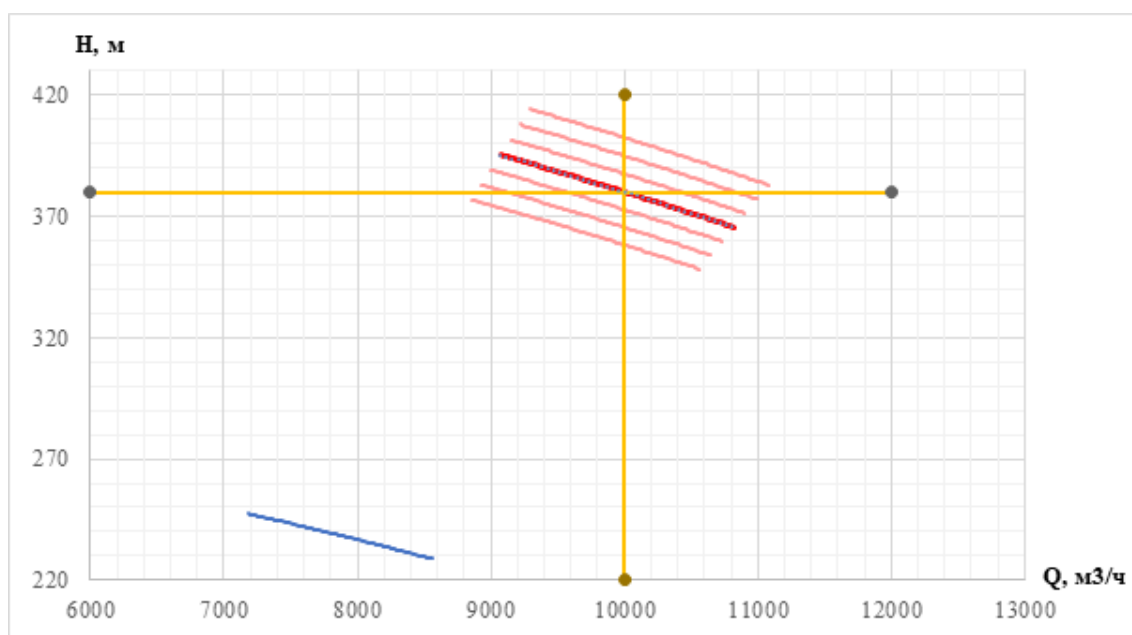


Рисунок 1 – Семейство напорных характеристик гидродинамически подобных насосов с различным диаметром рабочего колеса

В результате расчетов должны быть получены значение диаметра рабочего колеса насоса НМ 10000-380 и подобраны значения коэффициентов аппроксимации для напорной характеристики и зависимости мощности от расхода.

Для пересчета гидравлического КПД насоса НМ 10000-380 с насоса НМ 10000-210 воспользуемся формулами (3) и (4)

$$\eta_{Г.2.} = 1 - (1 - \eta_{Г.1.}) \cdot \left( \frac{\lg D_{ПР.1.} - 0,172}{\lg D_{ПР.2.} - 0,172} \right)^2; \quad (3)$$

$$D_{ПР.} = (4 - 4,5) \cdot 10^3 \cdot \sqrt[3]{\frac{Q}{n}}. \quad (4)$$

где  $D_{ПР.}$  - приведенный диаметр входа в рабочее колесо, мм.

Формулу (3) называют формулой Ломакина и она наиболее оправдана при пересчете КПД.

В результате расчетов получены значения коэффициентов аппроксимации для аналитической зависимости КПД от подачи.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Сравнительный анализ методик пересчета характеристик центробежных насосов с учетом вязкости жидкости при оценке действительного коэффициента полезного действия// Л.Р. Байкова., А. В. Новичков Нефтегазовое дело. - 2021. - Т. 19, № 2. - С. 66-72
2. Насосные агрегаты типа НМ. Каталог. [Электронный ресурс]. URL: [https://www.hms.ru/upload/iblock/615/nm\\_1s.pdf](https://www.hms.ru/upload/iblock/615/nm_1s.pdf) (дата обращения: 14.11.2021)
3. Михайлов А. К. Лопастные насосы. Теория, расчет и конструирование / Михайлов А. К., Малюшенко В. В. – М.: Машиностроение, 1977. – 288 с.

УДК 621.924

### ПЕРЕНОСНОЙ СТАНОК ДЛЯ РЕМОНТА СЕДЕЛ КОРПУСОВ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ И ЗАДВИЖЕК

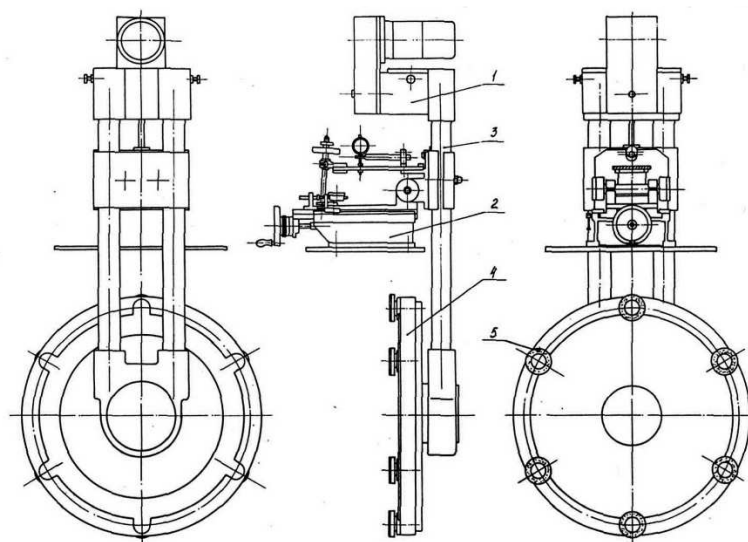
*В.Л. Юрьев, С.В. Старочкина, С.В. Перлов, АО НИИТ, г. Уфа*

*Р.Г. Рыскулов, УГНТУ, г. Уфа*

На предприятиях ПАО «Газпром» эксплуатируется большое количество запорной арматуры, в том числе обратных клапанов, к которым предъявляются высокие требования по их герметичности. Детали арматуры могут подвергаться различным видам изнашивания: механическому, эрозионному, тепловому, химическому и др. Износ уплотнительных поверхностей клапанов приводит к потере герметичности и вызывает необходимость проведения ремонтных работ, при которых вышедший из строя обратный клапан удаляют из газопровода и на его место устанавливают другой. Процесс является сложным и трудоемким.

Для исключения этих недостатков предлагается переносной станок модели СШПС-500 для обработки седел обратных клапанов диаметром до 500 мм без их съема с магистрального трубопровода. Станки транспортируются к месту ремонта в специальной таре, устанавливаются, базируются и закрепляются на корпусе арматуры с помощью подъемного механизма.

Опытный образец станка СШПС-500 изготовлен и испытан. В качестве инструментов используются планетарные барабаны 4 (рисунок 1), устанавливаемые на станке центрично. На планетарных барабанах монтируются свободно вращающиеся шлифовальные и притирочные диски 5, регулируемые радиально бесступенчато.



1 - привод; 2 - механизм подачи; 3- стойка; 4 - планшайба; 5 – диск (инструмент)

Рисунок 1– Переносной высокоточный шлифовальный станок модели СШПС для обработки седел крупногабаритной запорной арматуры

В таблице 1 кратко приведены основные технические характеристики станка.

Таблица 1 – Основные технические характеристики станка СШПС-500

| Наименование                                                                     | Значение                                                      |
|----------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| Диаметр планшайб обрабатываемых седел, $D_y$ , мм                                | 300...500                                                     |
| Инструмент                                                                       | быстросъемные диски, вырезанные из шлифшкурки различных марок |
| Скорость вращения планшайб, $n_1$ , об/мин                                       | 60...300                                                      |
| Скорость вращения дисков, $n_2$ , об/мин                                         | 80...200                                                      |
| Производительность (толщина сошлифовываемого слоя металла в ед. времени), мм/час | 0,2...0,6                                                     |
| Шероховатость, $R_a$                                                             | 0,4                                                           |

Шлифование сухое, режимы шлифования исключают искрообразование. Процесс шлифования осуществляется закаленными высокопрочными стальными дисками с клейкими кольцами из шлифовальных шкурки. В процессе обработки шлифовальные диски имеют возможность вращаться.

Притирка осуществляется дисковым притиром из серого чугуна. Пасты для притирки применяют различной зернистости. Достижимая чистота (качество) поверхности:

- зернистость 280:  $R_a < 0,30$  мк;
- зернистость 500:  $R_a < 0,08$  мк;
- зернистость 500+ масло:  $R_a < 0,05$  мк.

Оптимальная производительность съема достигается посредством

применения высококачественной, клейкой, водостойкой шлифовальной шкурки и маслорастворимых паст для притирки.

Внедрение станка позволит существенно сократить сроки и трудоемкость ремонтных работ обратных клапанов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Каталог «Средства механизации работ по модернизации и ремонту энергетического оборудования и запасным частям», М.Информэнерго, 1989.

УДК 621.651

### **ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КРУТИЛЬНЫХ КОЛЕБАНИЙ ПОРШНЕЙ ПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ НА ИХ ДВИЖЕНИЕ**

*Р.Ф. Ярмухаметов, А.Н. Зотов, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа*

Благодаря простоте и надежности поршневые насосы получили широкое распространение в нефтегазодобывающей и нефтехимической промышленности. Создавая высокое давление, и, обеспечивая стабильность перекачки, поршневые насосы тем не менее обладают рядом недостатков. Один из них – это высокое трение между поршнем и внутренней стенкой цилиндра, увеличивающее механические потери в поршневых насосах и способствующее высокой степени износа.

Снижение трения в области контакта поршня со стенками рабочего цилиндра будет способствовать снижению мощности, необходимой на приведение рассматриваемого агрегата в действие, и увеличению КПД.

Для достижения поставленной цели в работе проводится исследование влияния крутильных колебаний штока и поршня на возникающую при его движении силу трения.

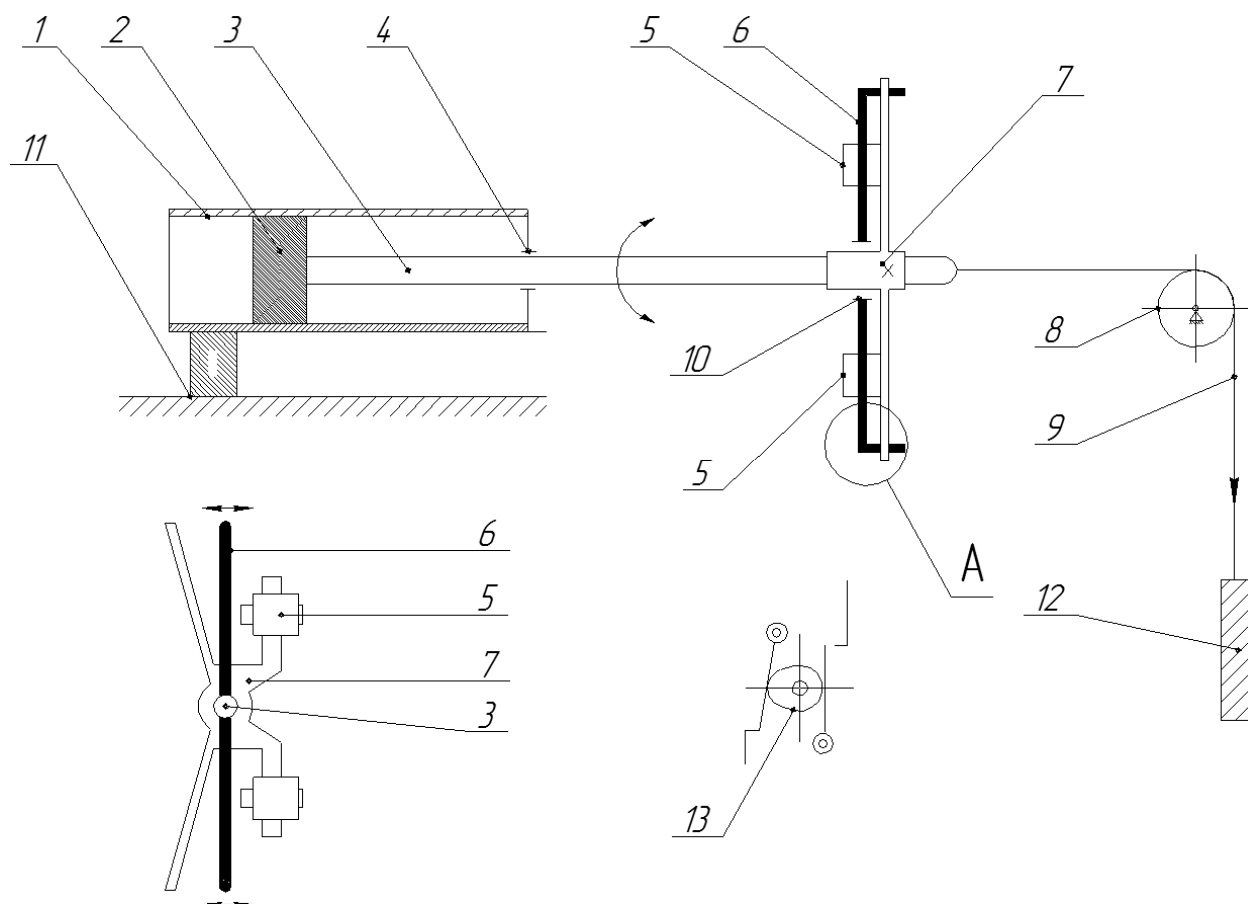
Для имитации поршневого насоса используется однотрубный амортизатор, который по конструкции и принципу работы схож с поршневым насосом. Цилиндр необходимой длины приварен к жестко закрепленной металлической поверхности через металлическую проставку (рисунок 1).

Крутильные колебания штока и жестко закрепленного на нем поршня обеспечиваются двумя идентичными электромагнитными катушками. Колебания ограничены ударником. Таким образом, шток совершает ограниченные ударником крутильные колебания в плоскости, перпендикулярной оси движения поршня.

Принцип действия экспериментальной установки: груз (12) под действием силы тяжести тянет вниз через обводной роликовый подшипник (8) при помощи лески (9) шток (3), на котором жестко закреплены поршень (2) и механизм, создающий колебания, отбойник (7), пластиковая втулка (10), ударник (6). Ударник (6), поочередно притягиваясь двумя электромагнитными катушками (5), начинает ударяться в корпус ударника (7), тем самым передавая энергию на шток (3). Электромагнитными катушками (5) управляет контактная группа с эксцентриком (13), который закреплен на электродвигателе. Увеличивая или уменьшая напряжение можно регулировать частоту вращения



электродвигателя, который в свою очередь, будет увеличивать или уменьшать частоту колебания ударника.



- 1 - цилиндр; 2-поршень; 3 - шток; 4 - центратор; 5 - электромагнитная катушка;  
 6 - ударник; 7-корпус ударника; 8-роликовый подшипник; 9 - леска;  
 10 - пластиковая втулка ударника; 11- металлическая поверхность; 12 - груз;  
 13 - контактная группа с эксцентриком; А - место соприкосновения ударника и корпуса ударника

Рисунок 1 – Схема экспериментальной установки

В результате проведенного эксперимента установлено, что груз массой, недостаточной для преодоления силы трения между поршнем и цилиндром в статическом положении, при начале крутильных колебаний обеспечивает движение поршня. Таким образом, крутильные колебания поршня позволяют преодолеть силу трения при сохранении нагрузки, приводящей механизм в действие.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Черкасский, В.М. Насосы, вентиляторы, компрессоры: Учебное пособие для ВУЗов. - М.: Энергоатомиздат, 1984. - 416 с., илл.

**СЕКЦИЯ**  
**«ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ»**

## ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВЕТЛЕННЫХ НЕФТЕСБОРНЫХ СЕТЕЙ ПУТЕМ СТРОИТЕЛЬСТВА ПЕРЕМЫЧКИ

*Р.Д. Абдуллин, П.В. Виноградов, УГНТУ, г. Уфа,*

На сегодняшний день одним из ключевых задач нефтегазодобывающих компаний России является снижение эксплуатационных затрат, связанных с добычей нефти и газа. В области эксплуатации промысловых трубопроводов, существенную часть затрат составляют потери на электроэнергию для обеспечения движения добываемой продукции по трубопроводам. В связи с устойчивой тенденцией роста тарифов, вопросы повышения энергоэффективности перекачки скважинной продукции по промысловым трубопроводам становятся все более актуальными

В рамках данной работы предложен подход по повышению энергоэффективности перекачки путем оптимизации схемы нефтесборной сети.

Нефтесборная сеть представляют собой систему разветвлённых трубопроводов, предназначенных для транспортировки скважинной продукции с кустовых площадок к установкам подготовки нефти. Режим работы нефтесборных сетей напрямую зависит от параметров работы подключенных скважин. По мере разработки месторождения, параметры работы скважин могут значительно изменяться, что может привести к неэффективной загрузке существующей системы трубопроводов. Оптимизацию гидравлической сети можно достичь путем организации перемычек.

В рамках данной работы разработан алгоритм, позволяющий определить оптимальный вариант перемычки, обеспечивающий наиболее эффективное перераспределение грузопотоков транспортируемой жидкости между частями рассматриваемой нефтесборной сети. Алгоритм основывается на расчете совокупной стоимости владения трубопроводами системы при различных вариантах сооружения перемычки.

Согласно разработанному алгоритму, определение оптимальной перемычки производится в пределах одной гидравлически-независимой подсети. Поиск координат начала и конца перемычки производится между узлами, образованными в результате разделения трубопроводов системы на отдельные элементарные участки. Расчет совокупной стоимости владения трубопроводами сети для всех возможных вариантов конфигурации сети по следующей формуле:

$$CCB = \sum_{i=0}^n \text{Затраты на перекачку}_i + \sum_{i=0}^n \text{Затраты на обслуживание}_i + \text{Стоимость строительства перемычки}$$

В качестве оптимальной перемычки выбирается вариант конфигурации сети, при котором значение совокупной стоимости владения трубопроводами системы принимает наименьшее значение.

Далее, согласно разработанному алгоритму, производится оценка целесообразности строительства перемычки. Если совокупная стоимость владения трубопроводами сети с учетом строительства перемычки меньше значения совокупной стоимости владения трубопроводами сети без изменения конфигура-

ции сети в пределах горизонта инвестирования, то принимается решение о сооружении перемычки (рисунок 1).

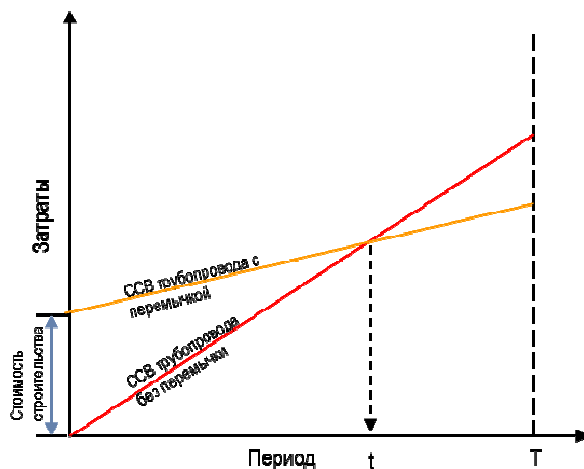


Рисунок 1 – Оценка целесообразности организации перемычки

Таким образом, в рамках данной работы разработан алгоритм, позволяющий повысить энергоэффективность перекачки скважинной продукции по нефтесборным сетям путем организации перемычек.

УДК 622.692.4

## **ИЗУЧЕНИЕ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ОБЪЕКТАХ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБ**

*Р.Г. Бикмасов,*

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

Для строительства трубопроводов в основном применяется сталь, которая за время эксплуатации проявила себя как надежный, прочный, несложный при изготовлении и монтаже материал. В то же время, практический опыт применения стальных труб показывает, что такие трубы помимо преимуществ обладают рядом существенных недостатков. Ввиду чего в последнее время при строительстве трубопроводных систем получили широкое применение трубы из полимерных материалов, а в частности полимерно-армированные.

Полимерно-армированные трубы (ПАТ) – это композиционные трубы, которые состоят из термопластичного полимера с армирующим каркасом из стальной проволоки [1].

По сравнению со стальными трубами полимерно-армированные имеют ряд преимуществ: коррозионная стойкость; меньший вес; меньшая совокупная стоимость строительства и эксплуатации; меньшая шероховатость стенок; высокие диэлектрические показатели [2].

Однако в процессе эксплуатации трубопроводов из полимерно-армированных труб возникают и многочисленные проблемы, которые связаны с обеспечением их надежности и безопасности. Данные проблемы указывают

на необходимость учета целого ряда эксплуатационных факторов при выборе материала труб и технологий для их монтажа.

Так, например, для трубопроводов из полимерно-армированных труб характерны следующие причины возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации:

1. Если давление в трубе превышает некоторого предельного значения, то происходит разрушение армирующего каркаса и самой трубы соответственно. Причинами такого вида отказа могут быть дефекты армирующего каркаса в зоне сварного соединения осевых и кольцевых элементов. В случае возникновения подобных дефектов происходит проникновение транспортируемой среды до арматуры, миграция ее вдоль трубы и капельное проявление на наружной поверхности трубы. Поэтому состояние стального армирующего каркаса сильно влияет на прочность ПАТ.

2. В зоне стыковых соединений труб происходят образования кольцевых трещин. Так как в этой зоне наблюдается отсутствие армирующего каркаса, то трещина имеет вид скола. Основной причиной подобного разрушения, как правило, является опрессовка и гидродинамический удар [3].

3. При длительной эксплуатации возможно течение полимерной матрицы сквозь армирующий каркас. В результате подобного течения может происходить оголение армирующего каркаса, нарушение внутренней изоляции, с последующей коррозией и разрушением. Основной причиной движения полимерной матрицы сквозь армирующий каркас является температура транспортируемого продукта. Так как полимер - это аморфное тело, то при его нагревании уменьшается вязкость и происходит течение сквозь каркас.

4. Большие динамические нагрузки вызывают деформацию тела трубы. Так, при большой скорости роста давления происходит разрушение кольцевой проволоки стального каркаса [4].

Таким образом, причинами возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации трубопроводов из полимерно-армированных труб являются технологические дефекты, такие как дефект сварного армирующего каркаса, эксцентриситет армирующего каркаса, не проклей полимерного слоя. Кроме того, при эксплуатации, ПАТ испытывает на себе вибрацию, гидроудар, циклические нагрузки и подвижки грунта, что также негативно влияет на срок службы трубопровода.

Для эффективного и безопасного применения ПАТ необходимы следующие требования: рациональный выбор материалов; учет качества изготовления труб и условий эксплуатации трубопроводов; исследования возможных дефектов и статистических и динамических нагрузок, действующих в результате эксплуатации трубопровода; создание и повсеместное применение средств и методов технической диагностики трубопроводов. Таким образом, требуется комплексная и тщательная проработка всех вопросов, касающихся применения полимерных армированных труб на объектах трубопроводного транспорта нефти и газа.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Бухин В. Е. Трубопроводы из полимерных материалов для тепловых сетей // Трубопроводы и экология. – 2003. – № 1. – С. 18-19.
2. PPR ТРУБЫ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.  
URL:[https://nomitech.ru/articlesandblog/ppr\\_truby\\_v\\_neftedobyvayushchey\\_i\\_neftekhimicheskoy\\_promyshlennosti/](https://nomitech.ru/articlesandblog/ppr_truby_v_neftedobyvayushchey_i_neftekhimicheskoy_promyshlennosti/) (дата обращения: 12.10.2021).
3. Чирков, Ю.А. Повреждения трубопроводов ОНГКМ и определение интенсивности их отказов // Территория нефтегаз. – 2008. – №12. – С. 46-49.
4. Сальников А.Ф., Сальников С. А., Щелудяков А.М. Оценка влияния динамических нагрузок на остаточную работоспособность полимерно-армированных труб // Газовая промышленность. – 2014. – №1 (701). – С. 52-55.

УДК 625.12

### **АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*П.В. Виноградов, УГНТУ, г. Уфа*

Ежегодно в России фиксируется нескольких десятков тысяч отказов промысловых трубопроводов, связанных с утечками транспортируемого продукта. Затраты нефтяных компаний на устранение экологических последствий отказов исчисляется миллиардами рублей. В связи с тенденцией на ужесточение санкций за загрязнение окружающей среды, а также стремлением нефтедобывающих компаний к повышению эффективности транспортировки своей продукции, одной из ключевых производственных задач является оперативное обнаружение факта утечки из трубопровода и ее локализация. Осложняющим фактором является то, что промысловые трубопроводы представляют собой линейные объекты протяженностью до сотен километров, проложенные в различных природно-климатических условиях, в том числе в горной местности, болотах, лесах, затопляемых территориях.

На магистральных нефтепроводах на сегодняшний день успешно применяются различные методы обнаружения утечек, к которым относятся: волоконно-оптический метод, балансовый, метод контроля давления, акустический метод, динамический метод контроля расхода и давления. Наиболее широкое применение получили первые три метода. Спецификой промыслового трубопроводного транспорта, в отличие от магистральных нефтепроводов, является наличие, в большинстве случаев, газообразной среды в перекачиваемом потоке и неустановившиеся режимы перекачки.

Волоконно-оптический метод подразумевает прокладку вдоль всего контролируемого участка трубопровода кабеля, являющегося, по сути, распределенным датчиком температуры. При возникновении утечки, прилегающий грунт пропитывается истекающим из трубопровода продуктом с более высокой температурой, чем окружающая среда. Волоконно-оптический кабель фиксирует изменение температуры в месте утечки. Факторами, ограничивающими применение данного метода для промысловых трубопроводов, являются высокая стоимость технологии, трудности в прокладке кабеля для уже существующих

трубопроводов, низкая чувствительность кабеля в водных средах и водонасыщенных грунтах. В связи с существенно меньшими объемами транспортировки нефти по сравнению с магистральными нефтепроводами, данная технология не всегда является экономически эффективной для промышленных трубопроводов.

В случае балансового метода используются расходомеры в начальной и конечной точках трубопровода. При возникновении дисбаланса по их замерам делается вывод о наличии утечки. Основным достоинством данного метода является простота и невысокая стоимость технологии. Основным недостатком является невозможность локализации места утечки. Ограничениями для применения данного метода для промышленных трубопроводов являются трудности в замере расхода продукции при многофазном потоке и некорректная работа метода при наличии нестационарных режимов работы трубопровода, вызванных переключением технологического оборудования, пуском или остановкой скважин.

Метод контроля давления основан на фиксации высокоточными датчиками волн отрицательного давления, распространяющимися вдоль трубопровода от места возникновения утечки. Данный метод обладает высокой чувствительностью и точностью локализации места утечки для нефтепроводов. Недостатком метода является его неработоспособность в случае транспортировки газонасыщенных сред, что характерно для промышленных трубопроводов.

Акустический метод основан на фиксации акустических волн, распространяющихся по трубопроводу от места утечки. В качестве приемников волн используются погружные гидрофоны. Достоинства и недостатки метода, в целом, аналогичны методу контроля давления.

Динамический метод контроля расхода и давления предполагает использование динамической гидравлической модели контролируемого трубопровода. В режиме реального времени, по данным с датчиков давления и температуры, а также расходомера в начальной точке контролируемого участка, выполняется расчет с использованием данной модели расхода потока в конечной точке трубопровода. Рассчитанный расход сопоставляется с замеренным и, при возникновении дисбаланса, делается вывод о наличии утечки. Данный метод требует оснащения трубопровода высокоточными датчиками. Преимуществом данного метода является высокая точность, в том числе, при неустановившихся режимах работы трубопровода. Ограничениями в применимости данного метода являются необходимость в высокоточной, адаптированной под конкретный объект динамической гидравлической модели и отсутствие на рынке высокоточных расходомеров для многофазного потока.

На основе выполненного анализа можно сделать вывод, что эффективного и универсального метода обнаружения утечек для условий трубопроводного транспорта на сегодняшний день не имеется. Наиболее перспективным для дальнейшего совершенствования является динамический метод контроля расхода и давления. Основными задачами для адаптации данного метода для промышленных условий являются: разработка динамической модели многофазного потока, алгоритмизация процессов адаптации модели на фактические условия

работы трубопровода (изменение условий окружающей среды, учет процесса накопления отложений) и развитие технологий замера расхода многофазных сред. Высокий потенциал в развитии данного направления имеет применение методов машинного обучения.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. РД-13.320.00-КТН-223-092. Системы обнаружения утечек комбинированного типа на магистральных нефтепроводах. Общее техническое задание на проектирование, изготовление и ввод в эксплуатацию. ОАО «АК «Транснефть».
2. Гольянов А.А. Анализ методов обнаружения утечек на трубопроводах//Транспорт и хранение нефтепродуктов, 2002. – №10-11. – С. 5-14.

УДК 622.276

### ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПО ДАННЫМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

*Д.Ф. Гизатуллин, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа*

Основной проблемой при эксплуатации промышленных трубопроводных систем – является коррозия, которая сокращает срок службы трубопроводов и приводит к авариям, при этом, наносится вред окружающей среде и увеличиваются эксплуатационные расходы.

Промысловые трубопроводы эксплуатируются в условиях воздействия агрессивной перекачиваемой среды. В таких условиях наработка на отказ стальных трубопроводов составляет обычно менее 10 лет [1]. Для повышения работоспособности промышленных трубопроводных систем применяются полиэтиленовые трубы, армированные стальными элементами. Нормативный срок службы таких труб должен составлять не менее 20 лет [2].

В работе рассмотрены данные эксплуатации промышленных трубопроводов из различных материалов по одному из месторождений нефти Башкирии.

На рисунке 1 приведены данные по распределению отказов по сроку эксплуатации. На рисунке 2 приведено распределение отказов по материалу труб.

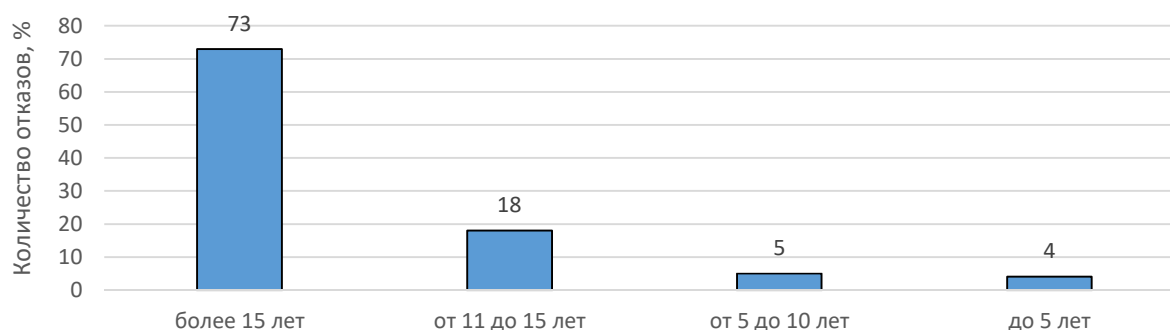


Рисунок 1 – Распределение отказов по сроку эксплуатации



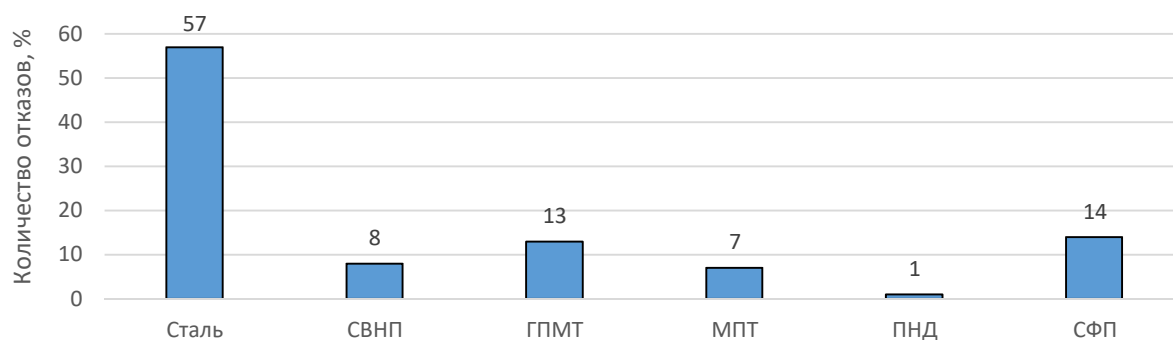


Рисунок 2 – Распределение отказов по материалу труб

По напорным и нефтесборным трубопроводам наибольшее количество отказов произошло на стальных трубопроводах старше 15 лет по причине внутренней и наружной коррозии. Основное количество отказов более 65,5 % произошло по нижней образующей трубы. Пример ручейковой коррозии приведен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Фрагмент трубы с ручейковой коррозией на нефтесборном трубопроводе

Установлено, что основной причиной повреждения труб явилась низкая скорость потока жидкости, менее 0,8 м/с.

По выкидным линиям отказы произошли на трубопроводах из гибких полимерно-металлических труб (ГПМТ) старше 15 лет. Отказы на трубопроводах, футерованных полиэтиленом (СФП) произошли в виде вздутия и разрыва.

В работе предложен метод анализа иерархий для разработки рекомендаций по применению наилучших труб по материалу сточки зрения цены, работоспособности и гидравлической эффективности.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Байков, И.Р. Определение оптимальных параметров нефтесборных трубопроводов/И.Р. Байков, С.В. Китаев, Н.Р. Рязанов, М.Г. Петров//Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья.–№4.–2017.–С.23–28.
- 2) Гребенькова Г.Л. Анализ работоспособности коррозионно-стойких трубопроводов/Г.Л.Гребенькова, Е.Н. Сафонов, Р.Р.Терегулов, В.И. Агапчев//Нефтегазовое дело. №2. – 2004.

## **ВОССТАНОВЛЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ МЕТОДОМ САНАЦИИ**

*Д.Ф. Гизатуллин, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа*

В последнее время приобретают популярность бестраншейные способы ремонта трубопроводов [1-3]. Эффективным способом восстановления работоспособности аварийных трубопроводов является ремонт существующих повреждённых труб методом «труба в трубе» [1].

Санация – это бестраншейный способ ремонта трубопровода диаметром от 50 до 800 мм получивший всемирное признание. При санировании старый трубопровод не демонтируется, при этом, срок его службы увеличивается в несколько раз.

Это осуществляется за счет покрытия внутренней поверхности трубопровода полимерным (полиэтиленовым) покрытием, который в процессе эксплуатации не подвергается коррозии и не разрушается. Способы нанесения такого покрытия различны. Рассмотрим метод «труба в трубе». При санации методом «труба в трубе» проводится ремонт существующих повреждённых труб путём протягивания в них полиэтиленовых труб меньшего диаметра.

Рассмотрим подробно порядок выполнения работ при санации трубопровода методом труба в трубе: закупка и завоз на объект оборудования и необходимых расходных материалов → разворачивание оборудования и подготовка мест проведения работ → разбивка объекта на отдельные участки футирование и шурфование в местах стыка участков → затяжка троса в трубу при помощи специальной насадки и компрессора → промывка, механическая прочистка и продувка трубопровода → видеоинспекция трубопровода для выявления дефективных участков → калибровка санируемого трубопровода → вырезка, замена стыков и непроходимых калибром участков → подготовка фланцевых соединений и мест вентиляции → диагностика трубопровода, протяжка тестового чулка → сварка ПЭ трубы в плети, подготовка протяжки → протяжка ПЭ трубы → приваривание ПЭ фланцев и сборка фланцевого соединения → опрессовка трубопровода → рекультивация места проведения работ.

При санации уменьшается проходное сечение трубы, произведем оценку влияния метода санации на пропускную способность ремонтируемых участков трубопроводов на примере нефтепромысловой компании Башкирии.

Для определения пропускной способности выполним гидравлической расчет старого стального трубопровода внутренний диаметр, которого составляет 325 мм и сравним его с пропускной способностью санированного нефтепровода с внутренним диаметром 309 мм.

По нефтепромысловым трубопроводам перекачивается нефть, вода и попутный нефтяной газ в смеси, в связи с этим гидравлический расчет усложняется. Для определения пропускной способности трубопроводов воспользуемся программой для решения нефтепромысловых трубопроводов «Экстра 6.0».

Таким образом, получено, что, если окончательный диаметр системы с полиэтиленовой трубой составляет как минимум 0,846 диаметра исходной трубы с коррозией, снижения пропускной способности не происходит, фактически, почти во всех случаях пропускная способность системы увеличивается.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байков, И.Р. Повышение работоспособности нефтепромысловых трубопроводов методом санации полимерными материалами/И.Р. Байков, М.И. Кузнецова, С.В. Китаев, Ю.В. Колотилов// Все материалы. Энциклопедический справочник.–№7.–2016.–С.39–44.
2. Храменков, С.В. Ремонт трубопроводов бестраншейным способом с помощью комбинированного рукава/С.В. Храменков, В.Н. Дрейцер, Л.В. Плешков.– «ВиСТ», 1998.– №7.
3. СП 42-103-97. Восстановление стальных подземных газопроводов с использованием синтетических тканевых шлангов и специального двухкомпонентного клея.– М.: ГУП ЦПП, 1997.

УДК 622.692

### **НАДЕЖНОСТЬ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ**

*Э.Р. Зайдуллаева, УГНТУ, г. Уфа*

Трубопроводный транспорт это один из важнейших видов транспортировок нефти и газа в нашей стране. Россия занимает лидирующие позиции в мире по длине трубопроводов и качеству его изготовления и монтажа.

На территории нашей страны насчитывается более двухсот тысяч километров нефтегазопроводов, но при этом складывается критическая ситуация, связанная с тем, что трубопроводы построены 20-25 лет назад, часть эксплуатируется более 30 лет. На данный момент значительная часть трубопроводов находится в неудовлетворительном состоянии с точки зрения безопасности. При этом практика показывает, что в большей степени негодность к эксплуатации нефтегазопроводов приходится ранее нормативного срока службы (40 лет). Полная замена трубопроводов является трудоемкой работой, требующей большие финансовые затраты, большое количество времени.

Одной из главных задач в нефтегазовой отрасли является обеспечение надежности и долговечности трубопроводных сетей. В настоящее время широкое применение на практике находят полиэтиленовые трубы. Они обладают следующими преимуществами:

- стойкость к коррозионному износу;
- экономическая целесообразность;
- отсутствие изоляции;
- большой расчетный срок службы;
- легкость в монтаже;
- имеют меньший вес;
- обладают хорошей гибкостью, благодаря чему легко принимает форму рельефа на местности при строительстве и т.д.

Однако, несмотря на вышеперечисленные достоинства, нельзя забывать, что полиэтиленовые трубы имеют недостаток – снижение прочностных свойств во время строительства и эксплуатации. Для обеспечения надежности следует исследовать физико-механические свойства полиэтиленовых армированных труб. Такими свойствами являются ударная вязкость, предел прочности, предел текучести, плотность материала, температура хрупкости и т.д.

К примеру, температура хрупкости – это температура, ниже которой полиэтиленовые трубы становятся хрупкими, т.е. разрушаются при очень малых деформациях. Данное свойство является одним из главных, которое существенно влияет на надежность труб и, как следствие, требует к себе повышенного внимания на этапах исследования.

Таким образом, в докладе представлено краткое обоснование актуальности применения полиэтиленовых трубопроводов на практике, а также исследования основных физико-механических свойств полиэтиленовых труб при различных условиях эксплуатации.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Герасимов П.А. Пластмассовые трубы в России и за рубежом. // Эксперт, 2004, №5, с.82-84.
2. Альперн В.Д., Яловецкий А.В. Новые полиэтиленовые композиции расширяют область эксплуатации полимерных газовых труб // Полимергаз. – 2000. - №2. – С.40-43.

УДК 551.345

### **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ В КАЧЕСТВЕ ОСНОВАНИЯ ДЛЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*Д.Р. Зарипова, УГНТУ, г. Уфа*

В связи с освоением нефтегазоносных регионов Крайнего Севера, сложенных многолетнемерзлыми грунтами (ММГ), особенно остро встает вопрос транспортировки углеводородов, как по промысловым, так и по магистральным трубопроводам в этих районах. При этом в настоящее время проблема охраны окружающей среды в связи с глобальным потеплением климата приобрела важнейшее народно-хозяйственное значение.

ММГ являются весьма сложными природными многофазными образованиями, состоящими из твердых минеральных частиц, воды в 3-х различных агрегатных состояниях. Мерзлый грунт за счет содержания льда, выполняющего роль цементирующего вещества, сравним по прочностным характеристикам с бетоном, но его свойства не стабильны и сильно зависят от температуры: при оттаивании зачастую такой грунт теряет свои несущие способности и дает сильные осадки.

В процессе строительства и эксплуатации трубопроводных систем вживание их техногенных элементов в естественную природную среду оказывает значительное воздействие на окружающую среду малоосвоенных природных районов, характеризующихся высокой чувствительностью к техногенным воздействиям – происходит нарушение естественного теплового равновесия. Это, в

свою очередь, может привести к изменению положения трубопровода по причине его осадки или всплытия, что влечет за собой увеличение напряженно-деформированного состоянию сверх допустимых значений и последующему отказу.

Наиболее распространенным и экономически выгодным способом прокладки трубопроводов остается подземный, но в то же время он оказывает наибольшее техногенное влияние на температурное поле ММГ, являясь мощным источником тепла (кроме низкотемпературных газопроводов), вынуждая автоматически использовать II-й принцип. В результате температура вмещающей среды повышается, и она теряет прочность и устойчивость. На практике часто наблюдаются деформации сооружений, основания которых оказываются в зоне такого влияния. Образование больших ореолов оттаивания опасно для устойчивости самого трубопровода, поскольку это может привести к его недопустимой осадке или всплытию.

Поэтому для возможности реализации подземной прокладки в ММГ требуется проверить расчетным путем стабильность системы «трубопровод – мерзлый грунт» по механическим и теплофизическим параметрам, решив следующие задачи:

- теоретически обосновать возможность данного способа прокладки с точки зрения устойчивости, надежности, экономичности и экологической безопасности системы;
- подтвердить результаты расчетов и технические решения по прокладке экспериментальным способом или уже имеющимся опытом строительства и эксплуатации;
- сделать выбор и подтвердить возможность использования ММГ по I-му (мерзлое состояние) или II-му (талое состояние) принципу;
- уменьшить тепловое воздействие на подстилающие многолетнемерзлые грунты;
- определить ореол оттаивания вокруг трубопровода и возможные осадки оттаивающих ММГ;
- обеспечить устойчивость сооружения к возможным осадкам, пучению и всплытию;
- определить возможность регулирования режимов перекачки с целью сохранности окружающей среды.

Учитывая результаты исследований эксплуатации подземного нефтепровода с ограниченным ореолом оттаивания, аналитически доказавшие возможность стабилизации режима работы и ограничения ореола оттаивания, выявлены основные критерии использования ММГ в качестве основания, которые должны удовлетворять условиям:

- значение относительной стабилизированной осадки оттаивающего грунта  $\Delta < 0,1$ ;
- значение льдистости грунта за счет видимых включений льда  $I_i < 0,2$  или суммарной льдистости  $I_{tot} < 0,35$ ;

– показатель текучести  $IL < 0,75$  для глин и суглинков и  $IL < 1,0$  для супесей;

– степень заполнения пор льдом и водой  $S_{rf} < 0,8$ .

Отклонения от вышеуказанных условий, как и прокладка в средне-, сильно- и чрезмернопучинистых грунтах, требуют дополнительных мероприятий (заглубление ниже опасных грунтов, замена грунта, применение термостабилизаторов, предварительное растепление и т.д.).

Также при подземной прокладке трубопровода необходимо предусматривать технические решения для снижения теплового воздействия на ММГ и увеличения его прочностных характеристик, следовательно, и надежности:

- применение труб в заводской теплоизоляции;
- применение систем термостабилизации грунтов (при необходимости);
- подсыпка и присыпка мягким немерзлым грунтом (песком);
- балластировка трубопровода (при необходимости);
- обеспечение геотехнического мониторинга;
- увеличение толщины стенки для обеспечения прочности и устойчивости по нагрузке;
- дополнительные проверки на прочность и устойчивость с учетом возможных осадок, всплытия и пучения и т.д.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Ершов Э.Д. Инженерная геокриология. Справочное пособие. – М.: Недра, 1991.
2. Справочник по строительству на вечномёрзлых грунтах. Под ред. Ю.Я. Велли, В.И. Докучаева, Н.Ф. Федорова. Л.: Стройиздат, Ленинградское отделение, 1977.

УДК 622.692.4

### **ОПТИМИЗАЦИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО БОРЬБЕ С ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ И АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНИСТЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ**

*Т.А. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа*

При эксплуатации промысловых трубопроводов с течением времени, могут образовываться солеотложения и асфальтосмолопарафинистые отложения (АСПО) на внутренней стенке трубы из-за изменения физико-химического состава транспортируемого продукта, условий перекачки, температурного режим перекачки, смешения несовместимых вод и др. Кроме негативного влияния на надёжность трубопроводных систем, эти явления приводят к увеличению гидравлического сопротивления трубопроводов, которое, в свою очередь, вызывает рост энергозатрат на транспорт продукции. Одними из наиболее эффективных способов борьбы с указанными явлениями является внутритрубная очистка (ВТО), использование различных растворителей и применение теплоносителей.

В работе проведен литературный анализ из открытых источников [1-4], по результатам которого не найдены методики определения межочистного периода (МОП) для трубопроводов, осложненных образованиями солей и АСПО, учитывающие стоимость проведения ВТО, применения растворителей и увели-

чения энергозатрат, происходящее в результате сужения гидравлического сечения. Поэтому был сделан вывод о необходимости разработки методики определения оптимального периода внутритрубной очистки с учётом перечисленных факторов.

Также одним из наиболее важных критериев при выборе метода удаления осложнения является высокая эффективность удаления осложнения при минимально затраченном времени, в т.ч. с учётом времени простоя оборудования

Таким образом, в рамках данной работы выведены искомые формулы и разработаны методики определения оптимального МОП при образовании солеотложений и АСПО.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ахмадуллин К.Р. Энергосберегающие технологии очистки нефтепродуктопроводов гелевыми системами: дис. канд. техн. наук, 25.00.19 — Уфа, 2001. — 235 с.
2. Золотарев И.В., Пещеренко С.Н., Пошвин Е.В. Прогнозирование энергоэффективности УЭЦН / Бурение и нефть 2013, № 9. С. 60-63.
3. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль; Под ред. А. А. Коршака. — СПб.: Недра, 2008. — 488 с.
4. Отраслевой регламент ОАО «АК «Транснефть». Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) — 2009, 93 с.

УДК 621.6

### **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМБИНИРОВАННЫХ ТРУБ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*И.В. Ишкереikin, АО «Самаранефтегаз», г. Самара*

Промысловые нефтепроводы служат для транспортировки, нефти и газа от места их добычи до установок комплексной переработки. В силу различных климатических условий, рельефа местности и других факторов режим работы трубопроводного транспорта — различен. Трубопровод может работать как в условиях низких давлений, так и высоких, режим движения продукта может быть, как напорный, так и самотечный. По способу прокладки трубопроводы могут быть как подводные, так и наземные, и подземные.

Различный способ прокладки трубопровода, режим и схема его работы обуславливают различные виды и степени нагрузки на материал труб, из которых он изготовлен, и, соответственно, срок его службы [1].

Долгое время весь трубопроводный транспорт строился с использованием только стальных труб, которые обладают достаточной прочностью, высокой герметичностью, устойчивостью к разрывным давлениям и характеризуются низким коэффициентом теплового расширения. Но вместе с перечисленными выше достоинствами, сталь, как материал для прокладки трубопроводов обладает целым рядом недостатков, в первую очередь — это высокая восприимчивость стали к коррозионным процессам. Развитие коррозии приводит к сокращению срока службы трубопровода, утонению его стенок, что, в свою очередь, может привести к потере герметичности, а возникновение шероховатости на

стенках трубы приводит к дополнительным потерям энергии в процессе транспорта, что в конечном итоге отрицательно сказывается на рентабельности всего процесса транспортировки.

Помимо склонности к коррозии стальные трубы имеют малую гибкость, что обуславливает необходимость монтажа большого количества соединительных и фасонных деталей, они подвержены блуждающим токам, а надежность самого трубопровода очень сильно зависит от квалификации работников, выполняющих сварные соединения.

Тот факт, что основной причиной отказов трубопроводов является развитие коррозионных процессов, обуславливает наметившуюся в последнее время тенденцию к замене части или всего участка стального трубопровода трубами, изготовленными из полимерных материалов. В отличие от стального трубопровода, полимерный способен претерпевать неограниченное количество циклов деформаций, обладает упругостью и эластичностью, имеет диэлектрические свойства и устойчив к многим агрессивным средам [2].

Строительство трубопровода из полимерных труб характеризуется относительной простотой и значительно большей скоростью, а экономическая эффективность достигается за счет большей строительной длины трубы, что сокращает прямые трудозатраты. Поставляются полимерные трубы на место строительства в бухтах.

В качестве полимерного материала для изготовления труб широко используется полиэтилен – термопластичный материал, получаемый полимеризацией этилена. Основные преимущества полиэтиленовых труб в сравнение со стальными: гораздо больший срок эксплуатации, отсутствует необходимость проведения изоляционных работ и устройства электрохимзащиты.

Основным недостатком полимерных труб, ограничивающих их повсеместное использование в строительстве трубопроводов, является их относительно невысокая прочность, при этом модификация полимера с целью увеличения его прочности – процесс более затратный, чем строительство стального трубопровода.

Полимеры, армированные стекловолокном или стеклопластиковые трубы для строительства трубопроводов, достаточно широко не используются в силу того, что свойства стекловолокна в зависимости от конкретного производителя разительно отличаются.

Оптимальным решением при выборе материала для строительства трубопровода может стать использование футерованных труб.

Под футеровкой, в классическом понимании, подразумевается нанесение на поверхность стальной трубы специального защитного покрытия, которое защищает трубопровод от механических повреждений, коррозии и служит для увеличения срока службы основного материала. В настоящее время в качестве футеровки широко используют различные виды резин, полимерные волокна и керамику.



Широкое распространение получила футеровка полиуретаном, особенностью которого является высокая прочность, показатели которой превосходят не только показатели прочности всех резин, но и некоторых металлов.

Преимуществами футеровки трубопровода полиуретаном следующие [4]:

- высокая стойкость к истиранию;
- широкий диапазон рабочих температур и давлений;
- защита металла трубопровода от абразивного и коррозионного разрушения;
- стойкость к воздействию различных погодных и климатических особенностей местности в которой прокладывается трубопровод;
- химическая устойчивость к нефти и нефтепродуктам;
- устойчивость к сдвиговой деформации и разрыву.

Все перечисленные выше достоинства футерованных труб обеспечивая длительность службы трубопровода, снижают потери на транспортировку, сводят к минимуму риск разгерметизации и как следствие протечки трубы.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Закожурников, Ю. А. Подготовка нефти и газа к транспортировке: учебное пособие/ Ю. А. Закожурников. — Волгоград: Ин-фолио, 2010. — 176 с.: ил. — Библиогр.: с. 157-163.
2. Уиллоуби Д.А., Вудсон Д., Суверлэнд Р. Полимерные трубы и трубопроводы / пер. с англ. — СПб.: Профессия, 2010. — 486 с
3. Стручков А.С. Хладостойкость и особенности сопротивления разрушению нефтегазовых пластмассовых труб: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. — Якутск, 2005. — 35 с.
4. ВСН 003-88 Строительство и проектирование трубопроводов из пластмассовых труб.
5. Бурков П.В., Ключ О.В., Буркова С.П. Исследование напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов, проложенных в условиях вечной мерзлоты // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2011. — № ОВ2. — С. 184–190.
6. СТО ЛУКОЙЛ 1.19.3–2013 Трубопроводы промышленные из альтернативных материалов в нефтегазодобывающих организациях Группы «ЛУКОЙЛ».

УДК 622.692.4

### **ВЫЧИСЛЕНИЕ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ИХ РОЛЬ В ТЕРМИЧЕСКОМ СОПРОТИВЛЕНИИ ЛИНЕЙНОГО НЕФТЕПРОВОДА**

*А.В. Козлов, А.О. Вотинова, Пермский национально исследовательский  
политехнический университет, г. Пермь*

Образование органических отложений (АСПО) является одним из наиболее распространенных осложнений при транспортировании пластовой нефти трубопроводным транспортом [1]. Образование органических отложений ведет к снижению гидравлического радиуса трубопровода и повышению давления, что приводит к снижению ресурса нефтепромыслового оборудования и авариям. Помимо этого, данный процесс приводит к изменению термического сопротивления трубопровода, что позволяет повысить температуру транспортировки нефти и снизить скорость АСПО [2].

В рамках данной работы авторами представлен метод определения теплопроводности органических отложений на лабораторном стенде «WaxFlow-Loop». Проведено моделирование работы промыслового трубопровода и оценка относительного термического сопротивления трубопровода в конкретном сечении при различных величинах теплопроводности АСПО. Распределение температуры по длине трубопровода определялось по уравнению Шухова, толщина органических отложений оценивалась исходя из механизма «Тепловой аналогии» при стационарном режиме теплопередачи и температуре на поверхности раздела фаз нефть-отложения [3].

В результате проведенных лабораторных исследований получен ряд значений теплопроводности органических отложений, согласующийся с теоретическими значениями. В результате математического моделирования показано, что образование органических отложений может стать доминирующим термическим сопротивлением в трубопроводе при заполнении менее 9% его сечения. При моделировании распределения толщины органических отложений по длине трубопровода получено, что изменение теплопроводности от 0,2 до 0,4 Вт/(м·К) приводит к изменению прогнозируемой величины на 70 %.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-10403, <https://rscf.ru/project/21-79-10403>.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Vyatkin K. A., Ilushin P. Y., Kozlov A.V. Forecasting the Value of the Linear Pipeline Cleaning Interval Based on the Laboratory Research // International Review of Mechanical Engineering. – 2021. – Т. 15. – №. 6. – С. 294-300.
2. Sousa A. L., Matos H. A., Guerreiro L. P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – V. 9. – №. 3. – С. 2091-2107.
3. Haj-Shafiei S., Mehrotra A. K. Achieving cold flow conditions for ‘waxy’ mixtures with minimum solid deposition // Fuel. – 2019. – Т. 235. – С. 1092-1099

УДК 621.642.3

### **ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ С ПОМОЩЬЮ ЗАКЛАДНЫХ ЛЕНТОЧНЫХ СКРЕБКОВ**

*Р.Н. Кунафин, УГНТУ, г. Уфа*

Большинство технологий очистки резервуаров от отложений, в том числе и самые современные, содержат этапы с применением ручного труда и нахождением людей внутри резервуара в загазованной и взрывоопасной среде. Такие работы являются трудоёмкими и длительными, вредными и опасными.

Одним из решений данной проблемы может явиться технология очистки резервуара от осадка с помощью закладных очистных элементов - скребков.

Скребки, представляющие собой длинные полосы, прямоугольные в сечении, из эластичного материала, например полиуретана, устанавливаются внутри резервуара на днище вдоль стенок. Монтаж их производится при изготовлении, реконструкции или ремонте резервуара. Полосы должны быть протяженными, способными охватывать всю поверхность днища. Возможны не-

сколько вариантов укладки ленточных скребков, мест их крепления к стенкам резервуара, точек крепления тяговых тросов к скребкам. Конкретная схема выбирается с учётом конструктивных особенностей резервуара. Один из вариантов конфигурации приведен на рисунке 1.

Для привода скребков параллельно основанию через резервуар между двух лебёдок протягивается один или несколько тросов. Лебёдки смонтированы снаружи резервуара. В зависимости от проектного решения трос может прокладываться через люк или сальник в стенке резервуара.

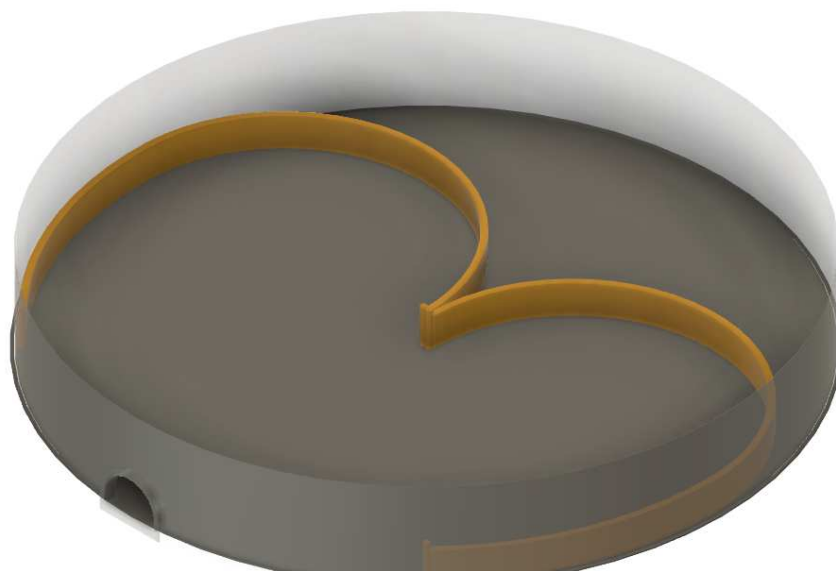
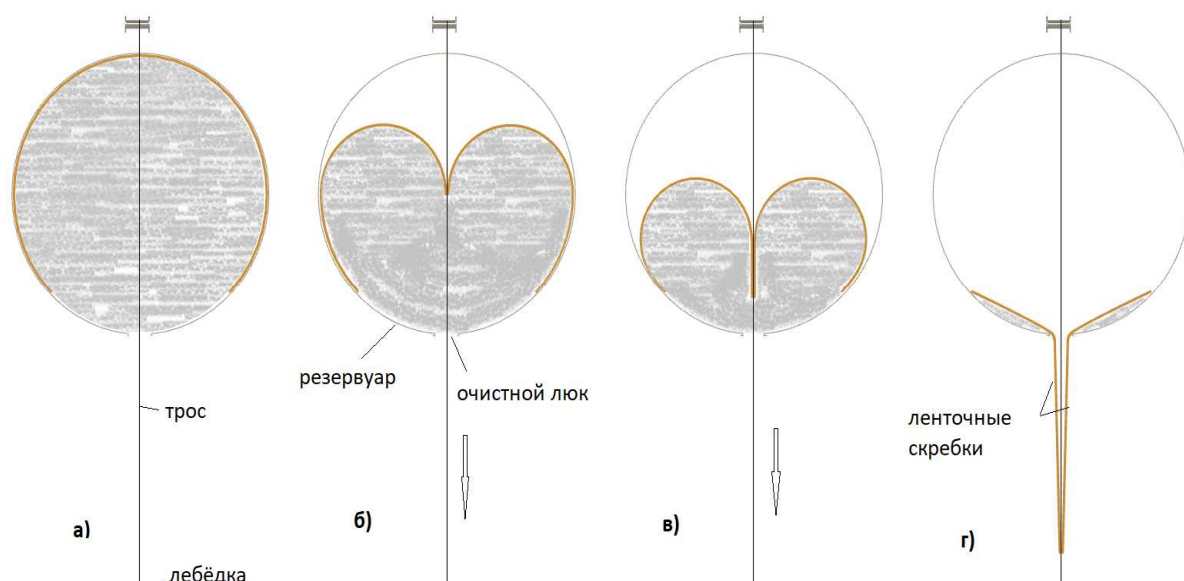


Рисунок 1 - Резервуар с закладными ленточными скребками  
(показана нижняя часть резервуара, скребки изображены в промежуточном положении)

Скребки одной частью закреплены к тросу, а другими – к стенкам резервуара.

За счёт изогнутости скребковых линий обеспечивается устойчивость (жёсткость) вертикального положения очистных элементов.

При наступлении регламентного времени проведения очистки резервуара, после откачки нефти и донного осадка до минимально возможного уровня, остающийся на днище осадок сгоняется скребками к точкам откачки осадка – к зумпфам или придонным очистным люкам. Осуществляется этот процесс за счёт привода лебёдок, тянущих трос. Трос, в свою очередь, увлекает за собой скребковые ленты, которые при своём движении соскребают осадок в направлении очистного люка (рисунок 2). На рисунке приведен вариант с выходом скребков из резервуара, существует вариант, когда скребки остаются внутри.



а) начальное положение; б) и в) промежуточные положения, г) конечное положение  
Рисунок 2 - Стадии процесса очистки

После того, как рабочий ход будет выбран до конца, скребки возвращаются в исходное положение тросовым приводом в диаметрально противоположной стороне резервуара. При необходимости процедуру очистки можно повторить.

Применение технологии возможно при наличии уклонов и небольших неровностей в днище, например – заплат. Такие уклоны компенсируются за счёт гибкости ленточных скребков, а возможные небольшие неровности на поверхности днища – за счёт эластичности материала. Геометрические размеры скребков определяются исходя из размеров резервуара, скорости выпадения осадка, его физических свойств и пр.

Технология очистки с закладными элементами может применяться как самостоятельная процедура, так и вместе с существующими технологиями очистки резервуаров дополнительно.

Ограничения в применении технологии могут возникнуть при наличии конструктивных элементов, смонтированных на днище резервуара или на его стенке близко к днищу, а также опорных стоек понтона, которые могут находиться на пути движения очистных элементов. Однако, в некоторых случаях это ограничение можно обойти за счёт специальной укладки очистных элементов в количестве и конфигурации, учитывающей расположение этих конструктивных элементов, а также путём подвешивания понтона на цепях или тросах к стационарной крыше резервуара на время проведения работ.

Таким образом, предлагаемая технология позволит значительно сократить:

- объёмы ручного, непроизводительного труда;
- время газоопасных, взрыво- и пожароопасных работ;
- время простоя резервуаров.

## **ОЦЕНКА КРИТЕРИЕВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ В ТРУБОПРОВОДЕ**

*А.А. Мазитова, УГНТУ, г. Уфа*

С течением времени эксплуатации трубопровода увеличивается вероятность нарушения его работоспособного состояния. Коррозионные дефекты и напряженно-деформированное состояние чаще всего являются главной причиной аварии либо отказа. Во избежание возникновения аварийных ситуаций необходимо следить за техническим состоянием трубопровода. Наличие дефектов изменяет количественные показатели прочностных характеристик трубопровода. Следовательно, для безопасной работы требуется производить расчеты трубопроводов с дефектами на прочность и долговечность.

Влияние дефектов друг на друга в зависимости от их расположения создает основу для классификации дефектов. Согласно ей дефекты подразделяются на одиночные, которые рассматриваются изолированно, и взаимодействующие дефекты, расположение которых оказывает влияние на соседние дефекты при оценке работоспособности участка трубопровода.

Критериями оценки взаимодействия дефектов являются предельные расстояния между дефектами в продольном и окружном направлении. Они зависят от геометрических размеров трубы.

Целью работы является изучение взаимодействия коррозионных дефектов в трубопроводе. Для достижения цели выполняется анализ открытых источников по существующим экспериментальным данным труб со взаимодействующими коррозионными дефектами, работающих в условиях статического нагружения под действием внутреннего давления.

В рамках выполнения данной работы в программном комплексе ANSYS разработана модель участка трубопровода с коррозионными дефектами и проводится расчет ее работоспособности при учете напряжения от внутреннего давления. По результатам эксперимента будет выявлено влияние геометрических размеров дефектов, а также их расположение, на допустимое рабочее давление в трубопроводах с коррозионными дефектами с различными критериями взаимодействия. Анализ исследования определит оптимальный критерий взаимодействия дефектов в трубопроводе с коррозионными дефектами.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Салюков, В. В. Магистральные газопроводы. Диагностика и управление техническим состоянием / В. В. Салюков, В. В. Харионовский. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2016. – 213 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ СОСТОЯНИЯ  
БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ХРАНЕНИЯ  
НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

*А.Н. Молодова, М.А. Гуськов, В.В. Круглов,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва*

В процессе исследования был проведен анализ возможности и целесообразности оптимизации состояния безопасности в системе нефтегазового комплекса, путем внедрения новых технологий и материалов, в частности в области снижения влияния коррозионных процессов на состояние безопасности объектов отрасли.

Одной из серьезнейших проблем в сфере трубопроводного транспорта и объектов хранения нефти и нефтепродуктов является коррозия труб, приносящая колоссальные убытки эксплуатирующим их компаниям. Внедряемые способы антикоррозионной защиты всегда обеспечивают желаемую эффективность, поэтому целесообразными являются исследования, связанные с анализом возможности перехода от подверженных коррозионным поражениям стальных трубопроводов к альтернативным трубопроводам, выполненным из композитных материалов.

Основываясь на опыте западных компаний, можно отметить достаточно высокую эффективность подобных модернизаций, так как подобные трубопроводы обеспечивают высокую механическую прочность, герметичность, устойчивость к воздействию агрессивных сред, в свою очередь являясь более выгодными по стоимости, легкими в эксплуатации и более долговечными.

Исследование было разбито на несколько этапов, в ходе реализации которых была произведена оценка эффективности внедрения подобного рода систем внутри нефтегазового комплекса.

На первом этапе был произведен анализ нормативно-правовой базы Российской Федерации, регламентирующей требования в области трубопроводных систем из стеклопластиковых и полиэтиленовых труб. Данный анализ дал возможность определить области применения подобного рода систем на территории РФ в соответствии с законодательством и обобщить с технической документацией производителей в части требований к объектам применения и способам введения в эксплуатацию.

Далее, на втором этапе, был проведен анализ применения трубопроводов, выполненных из композитных материалов в области систем пожаротушения объектов хранения нефти и нефтепродуктов. Проанализирован рынок соответствующей продукции, предложения производителей, технические и эксплуатационные характеристики предлагаемых материалов, определена сфера использования и целесообразность подобных технологий в смежных областях промышленности. Проведена оценка степени внедрения и эффективность использования данных технических решений в технологический процесс работы отдельной компании.

В результате данной работы, считается целесообразным проведение дальнейших работ по исследованию эффективности применения подобного рода технических решений и возможном внедрении предложенных технологий в процесс производства нефтегазового комплекса на регулярной основе.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Халимов А.Г. Применение стеклопластиковых труб в качестве трубопроводов, в добывающих скважинах и скважинах системы ППД [Текст] / А.Г. Халимов // Инженерная практика Выпуск. – 2020. -№02.
2. Волков Р.С. Опыт, особенности и перспективы внедрения стеклопластиковых труб в нефтяной отрасли [Текст] / Р.С. Волков // Инженерная практика Выпуск. – 2018. -№11.
3. Волков А.С. Основные проблемы применения стеклопластиковых труб и пути их решения [Текст] / А.С. Волков // Инженерная практика Выпуск. – 2016. -№10-11.

УДК 621.644.07

### **ИННОВАЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ**

*А.А. Никулин, УГНТУ, г. Уфа*

Коррозия (от лат.corrosion – разъедание) – это самопроизвольный процесс разрушения металлов в результате химического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой. Коррозии в той или иной степени подвержены все металлоконструкции вне зависимости от условий эксплуатации (на земле, под землей, под водой и т.д.). Причиной коррозии служит термодинамическая неустойчивость конструкционных материалов к воздействию веществ, находящихся в контактирующей с ними среде. В промышленном трубопроводном транспорте нефти и газа на долю коррозии приходится порядка 98%процентов аварий и инцидентов.

Перечислим имеющиеся способы защиты трубопроводов от коррозии:

- технологические;
- химические (применение ингибиторов);
- электрохимическая защита;
- применение коррозионностойких труб;
- изоляционные покрытия.

Все названные мероприятия широко распространены в трубопроводном транспорте, они появились достаточно давно, прошли испытания и хорошо себя зарекомендовали. Сложно предложить какой-либо другой метод, более совершенный, чем перечисленные выше методы. Тем не менее, они присутствуют. Основной акцент при подборе инновационных методов сделан на снижение коррозионного влияния за счет совершенствования уже имеющихся способов защиты.

Рассмотрим некоторые из них:

- 1) инновационные технологии в использовании метода ЭХЗ путем использования потенциала нулевого заряда;

2) совершенствование метода снижения влияния внутренней коррозии за счет санации трубопроводов методом плотной посадки полиэтиленового лайнера.

Защита путем использования потенциала нулевого заряда заключается в создании на защищаемом трубопроводе (или объектов, эксплуатируемых в различных агрессивных средах) потенциала нулевого заряда с помощью периодического тока с обратным, регулируемым по амплитуде и длительности импульсом и, как результат, достижение динамического равновесия между металлом и агрессивной средой. Следствием динамического равновесия является образование на поверхности защищаемого металла защитной пленки из солей, находящихся в агрессивной среде, толщиной до 0,25 микрон с характеристиками диэлектрика – омическим сопротивлением более 30 МОм. Срок образования защитной пленки составляет 3-4 недели после пуска станции электрохимической защиты в эксплуатацию, после чего потребление электроэнергии станцией стремится к нулю. Плотность тока составляет менее 0,006 А/м<sup>2</sup> в вводных объектах и до 0,001 А/м<sup>2</sup> в грунтах.

Санация трубопроводов методом плотной посадки полиэтиленового лайнера представляет собой плакирование внутренней поверхности стальных труб полиэтиленовой оболочкой, которая, в свою очередь, обеспечивает коррозионную стойкость сборной конструкции.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Инновационные технологии защиты трубопроводов от коррозии <https://glavportal.com/materials/инновационные-технологии-от-ао-новые-технологии-комплексная-система-защиты-трубопроводов-от-коррозионного-разрушения>.
2. Коррозия <https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/19752>.

УДК 622.692.48

#### **РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ**

*Д.М. Овчаренко, С.О. Стрюк, А.М. Овчаренко,  
ТПУ, г. Томск*

На сегодняшний день на предприятиях, занимающихся промышленным трубопроводным транспортом, большинство трубопроводов имеют различную степень зашлакованности ввиду ряда причин, таких как парафинизация, солеобразование на стенках труб, технические твердые примеси и т.д. Данные факторы значительно повышают риски нарушения при ведении технологического режима, а также могут привести к полноценному разрыву участка трубопровода и, как следствие, потерям продукта, что губительно для экологии и наносит максимальный ущерб в единицу времени компании, поэтому все работы по своевременному мониторингу являются актуальными.

Цель работы – разработка системы мониторинга утечек и зашлаковывания трубопроводов предприятия.



Во время работы над проектом, рабочей гипотезой послужило то, что автоматизированная система контроля утечек и зашлаковывания позволит сократить риски нарушения рабочих режимов перекачки на трубопроводах предприятия, позволит сократить потери при локализациях аварийных ситуаций.

Были поставлены следующие задачи: разработать и реализовать технологическую схему макета трубопровода с имитацией утечки продукта и зашлаковывания; разработать аппаратную часть макета; реализовать архитектуру передачи информации между рабочим макетом, базовой станцией и сервером; обучить нейронную сеть на основе гидродинамических параметров участка трубопровода в штатном режиме работы; создать визуальный интерфейс для контроля рабочих параметров трубопровода.

Приведем результаты работы: разработана технологическая схема макета, собран макет трубопровода с имитацией зашлакованности и протечки (рисунок 1); разработана аппаратная часть макета (рисунок 2); реализована архитектура передачи информации между рабочим макетом, базовой станцией и сервером; написана и обучена модель нейронной сети, позволяющей определять наличие зашлакованности или протечки при работе макета. Практическая часть работы выполнена с использованием микроконтроллеров ESP32, Fusion.

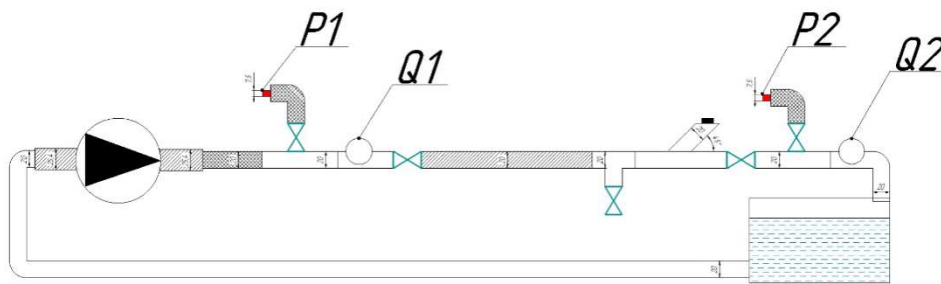


Рисунок 1 –Технологическая схема рабочего макета с имитацией зашлакованности и утечки

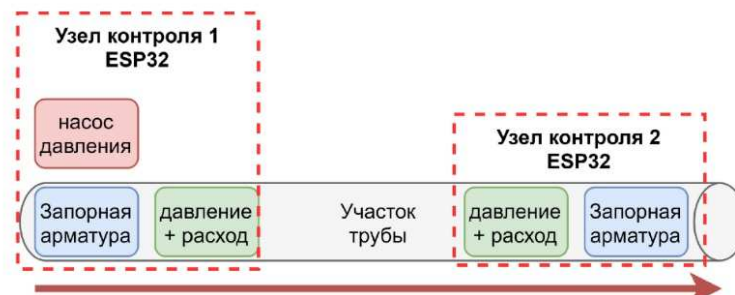


Рисунок 2 – Программно-аппаратная схема рабочего макета с имитацией зашлакованности и утечки

Параметры работы технологического участка трубопровода – расход и давление на участке; состояние участка – зашлакованность/утечка трубопровода выводятся на интерфейс пользователя, представленный на рисунке 3. Имеется возможность более подробного анализа параметров работы участка в динамике – вывод графиков расхода и давления с датчиков на участке. Также имеется возможность для оператора ручной подачи команды на закрытие/открытие линейной запорной арматуры трубопровода, оборудованными электропривода-

ми / пневмоприводами / пневмогидроприводами. Вывод журнала происшествий на экран в соответствующем пункте интерфейса.

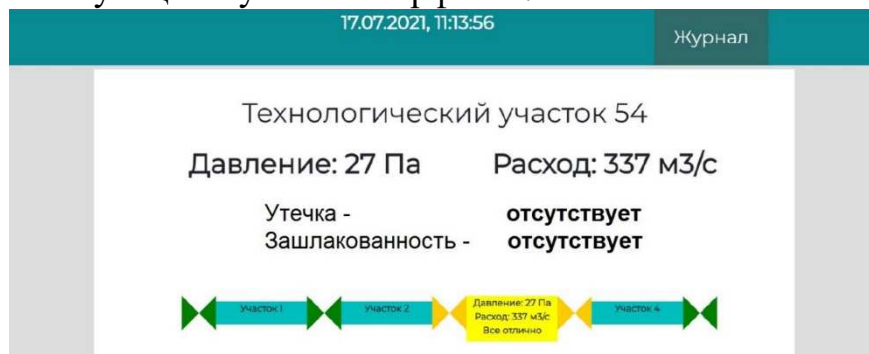


Рисунок 3 – Пользовательский интерфейс

Имитация утечки производилась отводом в бак-отстойник, а зашлакованности – с помощью перекрытия части сечения трубопровода вентилем. По динамике отклонения показателей давления и расхода от рабочего режима в начале и в конце участка система подает своевременный сигнал о наличии зашлакованности/утечки. Нейросеть позволяет собирать базу данных о режимах работы трубопровода с перспективой на прогноз возможных аварийных режимов. Таким образом, в ходе выполнения проекта был создан рабочий макет трубопровода с имитацией особенностей режима перекачки – протечкой/зашлаковыванием. Реализована автоматизированная система контроля утечек/зашлаковывания, предназначенная для использования на промышленных трубопроводах предприятия. Работоспособность системы апробирована на рабочем макете.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамян, С.Г. Контроль качества систем трубопроводного транспорта на всех этапах строительства и эксплуатации: учебное пособие. Электрон.текстовые и граф. данные (63,5 МБ) / С.Г. Абрамян, С.Н. Савеня, А.А. Савеня; М-во образования и науки Росс. Федерации, Волгогр. гос. архит.-строит. ун-т. Волгоград:ВолгГАСУ, 2011.

УДК 669.1

### КОРРОЗИОННОЕ ПОВЕДЕНИЕ ТРУБНЫХ СТАЛЕЙ В УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Ф.Р. Сафаргалин, С.Ш. Абызгильдина, УГНТУ, г. Уфа*

Проанализировав осложненный фонд по фактору «Коррозия» защищаемый при помощи УДР с различным типом коррозии и дебитом скважин можно сделать вывод, что наиболее высокая отказность характерна для объектов с составом сред, для смешанного типа коррозии, со значительным содержанием сероводорода и углекислого газа в пластовой воде.

Проведены испытания на образцах НКТ различных производителей в исходной форме, то есть не подверженных предварительной шлифовки, которая требуется согласно ГОСТ 9.506-87.

Модельные среды для проведения гравиметрических исследований соответствуют физико-химическому составу пластовых вод по наиболее отказывающим объектам.

В лабораторных условиях были протестированы образцы ОСК 1, ОСК 2, ОСК 3 и ОСК 4 различных производителей труб в отшлифованном и нешлифованном виде (формат исходной трубы) при базовой дозировке ингибитора коррозии 25 мг/дм<sup>3</sup>.

При проведении 10 суточных гравиметрических испытаний, базовая дозировка на нешлифованных ОСК показала неудовлетворительные результаты (норматив не достигнут). В то время как на отшлифованных ОСК базовая дозировка реагента показала положительные результаты (норматив достигнут).

При следующем этапе испытаний, увеличение дозировки ингибитора коррозии (ИК) позволило достичь норматива по скорости потери металла 0,1 мм/год только для ОСК-4 (при дозировке 45 мг/дм<sup>3</sup>).

Для остальных образцов достичь минимальной эффективной дозировки (МЭД) для обеспечения норматива не удалось даже при 10 кратном увеличении дозы ИК.

Однако исследования показали, что после увеличения базовой дозировки в 2,5 раза, скорость потери металла снижается в 2 раза, что свидетельствует об отсутствии необходимости дозирования реагента в больших объемах.

По результатам проведенных исследований образцов НКТ различных производителей после коррозионных испытаний без ингибитора коррозии, установлено следующее:

- На нешлифованных образцах НКТ вне зависимости от ингибирования установлено, что наружная и внутренняя поверхности образцов подвержены окислительным процессам.
- На нешлифованных ОСК установлено зарождение коррозионных процессов с образованием продуктов коррозии, по химическому составу представленные карбонатами железа.
- На шлифованных образцах, коррозионные процессы протекают медленнее, что свидетельствуют полученные результаты по потере металла.
- Подверженность коррозии труб НКТ от разных производителей в зависимости от марок стали.
- При подборе более коррозионно-устойчивой НКТ, возможно снизить количество отказов от 2 до 7%.
- Рабочие дозировки ИК, не обеспечивают защиту коррозионного процесса должным образом. Необходимо проводить оценку эффективности дозировки ИК в отношении НКТ с учётом состояния поверхности (шероховатости) металла.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД 39-3-973-83 Методика контроля микробиологической зараженности нефтепромысловых вод и оценка защитного и бактерицидного действия реагентов.
2. Галикеев, И. А.; Насыров, В. А.; Насыров, А. М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. – Ижевск: ООО «Парацельс Принт», 2015 – 354 с.
3. Коррозионные свойства и повышение коррозионной стойкости объёмных наноструктурных материалов в сравнении с крупнокристаллическими. – Уфа 2011. Монография. УДК 620.1, стр. 214 – 234.

## НЕГАТИВНЫЕ ПРОЦЕССЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РЕСУРС ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ

*Ф.Р. Сафаргалин, С.Ш. Абызгильдина, УГНТУ, г. Уфа*

Проанализировав технологические параметры и условия эксплуатации скважины добываемой при помощи ЭЦН, следует вывод, что отказ исследуемой скважины произошел по причине локальной коррозии НКТ со сквозным повреждением.

При подъеме и визуальном осмотре НКТ, обнаружены 3 сквозных отверстия по телу размерами 9×8 мм, 2,5×2,5 мм, 2×2 мм. Сквозное повреждение на образце является коррозионной язвой, развившейся от внутренней поверхности трубы. Размер коррозионной язвы с внутренней стороны НКТ составляет 55×29 мм. На наружной поверхности образца имеются механические повреждения в виде следов от захватного инструмента.

Был проведен анализ химического состава материала НКТ методом фотоэлектрического спектрального анализа по ГОСТ 18895-97 с использованием оптического эмиссионного спектрометра Spectrotest ТХС 03 заводской номер 143373, свидетельство о поверке №13/10273, действительно до 07.12.2021г. Результаты анализа приведены в таблице 1.

Таблица №1 - Массовая доля элементов в образце НКТ

| Объект анализа | Массовая доля элементов, % |      |      |      |      |       |       | Марка материала, НД на материал |
|----------------|----------------------------|------|------|------|------|-------|-------|---------------------------------|
|                | C                          | Si   | Mn   | Ni   | Cr   | S     | P     |                                 |
| Фрагмент НКТ   | 0,28                       | 0,28 | 1,31 | 0,03 | 0,06 | 0,003 | 0,012 | -                               |

Металл трубы не идентифицируется по государственным стандартам России. Содержание серы и фосфора соответствует требованиям ГОСТ 31446-2017.

Для определения химического влияния при эксплуатации скважины, проведен анализ среды (таблица №2), в которой находилась исследуемое НКТ. Выявлено, что кислотность среды в рабочей норме, однако в добываемой продукции скважины присутствуют повышенные значения механических примесей равной 885,0 мг/дм<sup>3</sup>.

Таблица №2 - Анализ среды исследуемой скважины

| № | Категории показателей | Наименование                             | Показатель | ед. измер.             |
|---|-----------------------|------------------------------------------|------------|------------------------|
| 1 | Водная фаза           | рН                                       | 6,7        | -                      |
|   |                       | Плотность                                | 1,086      | г/дм <sup>3</sup>      |
|   |                       | Сероводород                              | 8,1        | мг/дм <sup>3</sup>     |
|   |                       | Углекислый газ                           | 0,132      | г/дм <sup>3</sup>      |
|   |                       | Сульфатовосстанавливающие бактерии (СВБ) | 0,0        | клеток/см <sup>3</sup> |
|   |                       | КВЧ                                      | 492,0      | мг/дм <sup>3</sup>     |

|   |                           |                                                           |              |                    |
|---|---------------------------|-----------------------------------------------------------|--------------|--------------------|
| 2 | Нефтяная фаза             | АСП                                                       | не определен | -                  |
|   |                           | Мехпримеси                                                | 885,0        | мг/дм <sup>3</sup> |
| 3 | <i>Состав мехпримесей</i> | Сульфид и оксид железа FeS+Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | 42,1         | % масс.            |
|   |                           | Гипс CaSO <sub>4</sub> *2H <sub>2</sub> O                 | менее 0,1    | % масс.            |
|   |                           | Карбонат кальция CaCO <sub>3</sub>                        | 20,8         | % масс.            |
|   |                           | Карбонат магния MgCO <sub>3</sub>                         | 11,0         | % масс.            |
|   |                           | Силикаты                                                  | 26,1         | % масс.            |

Выделяют четыре основных типа источников возникновения механических примесей:

1. Пласт – продукт разрушения горных пород, либо это незакрепленный проппант, закаченный при ГРП, а также кристаллы солей.

2. Технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химические реагенты, непрошедшие должным образом подготовку перед закачкой, что в особенности относится к жидкостям глушения.

3. Эксплуатационные колонны – продукты коррозии.

4. Само глубинно-насосное оборудование (ГНО), неправильно подготовленное, не очищенное на сервисных базах и т.п. [1-2].

Компонентный состав механических примесей показал, что 42,1% составляет сульфид и оксид железа, что является продуктами коррозии.

На втором месте по составу – это силикаты, т.е. песок. Вынос песка в скважину возникает под действием сил трения и образующимся при этом градиентом давления при фильтрации жидкости в скважину. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементного материала зерна песка отделяются от основного массива и выносятся [1-2].

Исходя из проведенного анализа, следует вывод, что основными источниками возникновения механических примесей в исследуемой скважине – это продукты коррозии эксплуатационной колонны и вынос песка вследствие высокого градиентного давления и недостаточной прочности цементного материала.

Для увеличения МРП механизированного фонда скважин месторождения является непрерывное химическое ингибирование и комплексный подход технологий по оборудованию скважин фильтрами, укреплению ПЗП, проведению капитального ремонта совместно с ограничением водопритокков для предотвращения образования и выноса механических примесей [3].

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Инженерная практика, 2010. № 02. С. 6-13.
2. Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации в 6 т. Справочное пособие / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. Москва: Недра-Бизнесцентр. Т. 3, 2003. 431 с.
3. Незасорная эксплуатация: Борьба с механическими примесями при механизированной добыче нефти // Редакция журнала «Инженерная практика». Инженерная практика, 2010. № 4. С. 44-55.

## **АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

*П.Е. Шавиуков, УГНТУ, г. Уфа*

В Западной Сибири залегают огромные запасы углеводородов. Здесь расположены десятки крупных месторождений. Наиболее крупным являются Уренгойское, Бованенковское, Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское, Приобское. Однако, несмотря на значительные запасы, количество углеводородного сырья постепенно сокращается, а, следовательно, может возникнуть ситуация, когда реконструировать существующие трубопроводы или сооружать новые традиционными методами будет экономически невыгодно вследствие малого остаточного ресурса месторождения. Это обуславливает необходимость применять новейшие технологии строительства и ремонта.

В настоящее время существует три основных метода строительства подводных переходов трубопроводов: траншейный, бестраншейный и надземный.

Траншейный способ подразумевает укладку трубопровода в заранее разработанную траншею с последующей засыпкой. Недостатками метода является большой объём земляных работ, вероятность размыва грунта засыпки, необходимость искусственного увеличения веса трубопровода (применение пригрузов) и т.д.

Надземные переходы через препятствия в большей степени подвержены внешним воздействиям (перепад температур, осадки, ветровая нагрузка и т.д.), а также нуждаются в обслуживании.

Наиболее технологичными являются бестраншейные способы прокладки. Они исключают необходимость в длительной разработке траншеи и являются более надёжными и безопасными. Однако, как правило, требуют больших экономических затрат, а также имеют ограничения, связанные с мощностью технических устройств и возможностью разработки некоторых видов грунта.

Рассматривая методы ремонта подводных переходов трубопроводов, следует отметить два основных варианта: полная замена участка либо применение специальных конструкций (муфт). Однако применение данных технологий для ремонта трубопровода, проложенного с помощью наклонно направленного бурения или микротоннелирования невозможно.

На сегодняшний день для ремонта подводных переходов, проложенных бестраншейно, существует два метода: прокладка новой нитки или метод «труба в трубе». Строительство новой нитки требует серьезных экономических и временных затрат, и зачастую является нерентабельным. Поэтому метод «труба в трубе» является, по сути, единственным возможным методом ремонта таких трубопроводов. Данная технология заключается в протаскивании внутри старого трубопровода нового трубопровода меньшего диаметра. В таком случае старая труба выступает в роли защитного кожуха, повышая безопасность вновь проложенного трубопровода.

Недостатком рассмотренного выше метода является уменьшение диаметра трубопровода, что, как правило, влечёт за собой снижение производительности. Однако для месторождений Западной Сибири это наиболее оптимальный способ ремонта, поскольку запасы многих из них сильно истощены и добывать большие объёмы не представляется возможным.

Целью работы является изучение перспектив применения рассмотренного выше метода ремонта подводных переходов для месторождений Западной Сибири.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: учеб.пособие / Л. И. Быков, Ф. М. Мустафин, С. К. Рафиков и др.; под ред. д-ра техн. наук, проф. Л. И. Быкова. – СПб.: Недра, 2011. – 748 с., ил.
- 2 Бородавкин, П.П Подводные переходы / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин, О.Б. Шадрин.– М.: Недра, 1979.– 415 с.

УДК 625.12

### **УВЕЛИЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ТРАНСПОРТЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ**

*С.А. Шамов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа*

В связи с всё большим освоением месторождений высоковязких нефтей, отличающихся более высоким содержанием высокомолекулярных углеводородов, парафинов и асфальто-смолистых веществ, очень остро встает вопрос транспортировки добываемого продукта, как по промысловым, так и по магистральным трубопроводам, особенно в холодные периоды года.

Основные риски, связанные с трубопроводами, по которым осуществляется перекачка данных нефтей, связаны с последствиями охлаждения продукта в процессе его транспорта: повышение рабочего давления и ограничение расхода, выпадение АСПО, застывание нефти, высокие значения давления страгивания после остановки.

Для предотвращения развития вышеуказанных осложнений на уже существующих трубопроводах следует применять следующие мероприятия:

- подогрев нефти в начале и промежуточных точках;
- добавление присадок;
- частый пропуск очистных устройств.

Также одним из эффективных вариантов является добавление конденсата в нефть перед подачей последней в трубопровод. Полученная смесь обладает более лучшими реологическими свойствами, снижает температуру начала кристаллизации парафинов ТНКП. Тем самым уменьшаются потери давления, и исключается риск выпадения АСПО при перекачке полученной смеси при низких значениях температуры, а также при возможной длительной остановке, т.е. снижается риск отказа и увеличивается срок службы узлов и деталей самого трубопровода, так и насосного оборудования.

Указанные эффекты возрастают с увеличением количества конденсата в смеси. Соответственно основной задачей становится определение минимально требуемого количества конденсата, а также расчета оптимальных соотношений смеси с учетом физических свойств транспортируемых веществ, параметров эксплуатации и окружающей среды.

С экономической же точки зрения добавление конденсата в нефть, помимо расходов на его приобретение:

- снижает операционные затраты на эксплуатацию трубопровода;
- увеличивает пропускную способность системы;
- улучшает параметры нефти, увеличивая её конечную стоимость.

Единственным же ограничением становится наличие конденсата или возможность его закупки.

В рамках разработки мероприятий по увеличению надежности надземного нефтепровода «ЦПС «Русское» – ПСП «Заполярье», в связи ухудшением теплоизоляционных свойств заводской ТИ по сравнению с проектными показателями, лабораторным способом были определены основные показатели смеси сверхвязкой нефти и добавляемого конденсата в пропорциях 80/20, 70/30 и 60/40, подтвердившие улучшение свойств смеси, а именно: вязкости, температуры застывания и ТНКП, давления страгивания; но при этом снижаются плотность и теплотворные свойства.

По результатам гидравлических и теплотехнических расчетов определили необходимое содержание конденсата в смеси для обеспечения требуемого давления, предупреждения выпадения АСПО и других возможных осложнений трубопровода для различных параметров перекачки (расход, начальная температура, остановка) и окружающей среды (температура воздуха). Также определена эффективность применения конденсата, показавшее оптимальное соотношение смеси в диапазоне 80/20...70/30 в холодные периоды года и 90/10...80/20 в теплое время соответственно.

Помимо применения конденсата для улучшения параметров нефти на существующих трубопроводах, данное мероприятие (при возможности его осуществления) следует также учитывать при проектировании новых нефтепроводов с целью принятия наиболее экономически выгодных технических решений, позволяя сокращать капитальные затраты за счет:

- уменьшение затрат электроэнергии на перекачку;
- уменьшения диаметра трубопровода;
- уменьшение толщины тепловой изоляции;
- уменьшение рабочего давления и соответственно класса по давлению применяемого оборудования и узлов, в т.ч. запорной арматуры;
- подбор менее производительных и мощных насосных агрегатов или их итогового количества;
- снижение или полное исключение электрообогрева;
- уменьшение степени подогрева жидкости, а также исключение дополнительных пунктов подогрева и т.д.



## **УТОЧНЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ШЕРОХОВАТОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗОСБОРНОЙ СЕТИ И ВНЕШНЕГО ТРАНСПОРТА НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

*С.А. Шамов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа*

Выполнение гидравлических расчетов трубопроводов является неотъемлемой и важной частью при проектировании данных линейных сооружений, и их основное назначение – подбор оптимального диаметра трубопровода и определение значений потерь напора по длине при различных условиях транспортировки жидкости и газов.

Одним из параметров, который характеризует внутреннюю поверхность трубопровода и существенно влияет на значение потерь давления по длине, является эквивалентная шероховатость –  $k_z$ .

При этом, данный параметр не может быть непосредственно измерен, т.к. он характеризует не только значение абсолютной шероховатости (среднюю высоту выступов шероховатостей), но и форму, расположение выступов, а также учитывает локальную неоднородность поверхности и присутствие локальных дефектов стенки трубы, возникающих при изготовлении и в дальнейшем при эксплуатации.

Эквивалентная шероховатость определяется только путем точных гидравлических стендовых испытаний в лабораторных условиях и пересчета их результатов по соответствующим эмпирическим формулам.

При проектировании трубопроводов в основном используют справочные значения эквивалентной шероховатости с учетом материала трубы, способа её изготовления, обработки внутренней поверхности. При этом справочные данные в основном получены путем обобщения большого количества различных экспериментальных данных, и имеют большой разбег и лишь условно соотносятся с состоянием внутренней поверхности трубопроводов. А проектировщик зачастую не обладает данными о динамике изменения состояния внутренней поверхности трубопровода в процессе эксплуатации под воздействием транспортируемой среды. Данная ситуация влечет возникновение значительных отклонений реальных технологических показателей работы линейных объектов от проектных значений, что в итоге может повлечь за собой повышенную металлоемкость при обустройстве.

Особенно актуален данный вопрос для случая транспорта газа ввиду высоких значений скоростей и очень малых значений вязкости: влияние шероховатости будет значительным на итоговые результаты гидравлических расчетов особенно для трубопроводов малого диаметра, где в поток среды вносится больше возмущений, оказывающих значительное сопротивление движению по сравнению с трубопроводами большого диаметра.

Для минимизации влияния возможных неточностей и некорректных результатов гидравлических расчетов необходимо использовать наиболее точные, обоснованные фактическими данными, значения эквивалентной шероховатости. Соответственно возникает необходимость единого обоснованного выбора

значений эквивалентной шероховатости газопроводов при проектировании объектов обустройства газовых активов ПАО «НК «Роснефть».

Для решения данной проблемы в рамках компании решено на уже эксплуатируемых газопроводах ПАО «НК Роснефть» провести необходимые исследования по определению значений шероховатостей труб с различными сроками эксплуатации. В рамках этой работы будут осуществлены:

- анализ условий и режимов работы существующих газопроводов;
- выездные измерения фактического режима работы участков газопроводов с применением «навесного» измерительного оборудования, результатами которых станут данные по потерям давления при определенных параметрах расхода, температуры, типоразмера трубопровода и т.д.;
- гидравлические и газодинамические расчеты на основе полученных данных измерений с целью определения расчетным способом коэффициента эквивалентной шероховатости;
- анализ влияния местных сопротивлений каждого элемента газопровода (отводы, запорно-регулирующая арматуры, сварные швы и проч.) на гидравлическое сопротивление объекта и разработка рекомендаций по учету данных местных сопротивлений при проектировании.

По результатам выполненных работ и анализу полученных данных будут определены фактические значения эквивалентной шероховатости труб для конкретных условий, а также видна динамика изменения данного параметра в процессе эксплуатации в зависимости от времени и условий нахождения в эксплуатации.

На основе результатов проведенной работы будут разработаны единый подход и рекомендации по выбору значений эквивалентной шероховатости внутренней поверхности газопроводов для выполнения гидравлических расчетов и внесению изменений в локальные нормативные документы ПАО «НК «Роснефть». Это в свою очередь позволит минимизировать риски завышения требований к компрессорному и промысловому оборудованию по результатам гидравлических расчетов на стадии проектирования, что в свою очередь способствует принятию более точных технических и экономически выгодных решений, снизив тем самым капитальные и операционные затраты на строительство и эксплуатацию газопроводов.

УДК 621.643

## **ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗРУШЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА ПО ПРИЧИНЕ КОРРОЗИОННОГО РАССТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ**

*Р.Т. Шафиков, С.В. Головин, А.О. Худяков*

Проведено расследование причин разгерметизации газопровода, транспортирующего подготовленный попутно-добываемый нефтяной газ. Проведена оценка уровня механических свойств и загрязненности металла труб, выполненны прочностной расчет по внутреннему давлению и моделирование напряженного состояния при наличии трещиноподобного дефекта. В результате прове-

денных исследований установлено, что причиной разгерметизации газопровода является коррозионное растрескивание металла трубы под напряжением из-за проникновения грунтового электролита под слой наружной изоляции ввиду некачественной подготовки поверхности перед нанесением изоляции.

### **Введение**

Как свидетельствуют статистические данные [1, 2], основными причинами аварий линейной части газо-, нефтепроводов являются так называемые строительные (образовавшиеся при выполнении строительно-монтажных работ) и эксплуатационные (преимущественно коррозионные, в том числе стресс-коррозионные) дефекты.

Коррозионное растрескивание под напряжением является наиболее опасным видом коррозионно-механических повреждений металлов, что обусловлено в основном трудностями его обнаружения в конструктивных элементах [3]. Вопросу коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), т.е. растрескиванию при одновременном воздействии статических или медленно меняющихся нагрузок и агрессивной водородсодержащей среды, посвящено множество работ, но проблема борьбы с этим явлением по-прежнему остается актуальной [4, 5]. Это связано с тем, что большинство деталей машин, аппаратов и сооружений эксплуатируется при длительном действии нагрузок в агрессивных рабочих средах.

В данной работе проведено расследование причин разгерметизации газопровода, транспортирующего подготовленный попутно-добываемый нефтяной газ. Разрушение газопровода связано с развитием коррозионных трещин на наружной поверхности трубопровода. Также были выполнены расчеты напряженно-деформированного состояния трубопровода при наличии трещиноподобных дефектов на его поверхности.

### **Оценка качества трубной продукции**

Для оценки качества трубной продукции был выполнен комплекс металлографических исследований и механических испытаний основного металла.

Химический состав основного металла трубы наиболее близок к стали марки 17Г1С и отвечает требованиям сертификатов качества на трубы.

По результатам металлографического анализа установлено, что металл трубы сильно загрязнен сульфидами марганца по всей толщине стенки. Микроструктура основного металла трубы представляет собой феррито-перлитную смесь. Зерна феррита равноосные. Выявленная структура наиболее характерна для бесшовных труб.

В результате металлографических исследований на наружной поверхности трубы выявлены множественные трещины. При визуальном осмотре наружной поверхности трубы данные трещины не выявляются. На наружной поверхности трубы и в устье трещины обнаружены продукты коррозии, что говорит о проникновении грунтового электролита под изоляцию. Так же под покрытием выявлен слой заводской окалины, что говорит о некачественной подготовке поверхности перед нанесением наружной изоляции.

Для оценки механических свойств были выполнены испытания на статическое растяжение и ударный изгиб металла. По результатам механических испытаний установлено, что металл исследуемой трубы отвечает требованиям сертификата качества. Также установлено, что за время эксплуатации трубопровода возникли трещины на наружной поверхности и стали развиваться вглубь толщины стенки. Трещины носят характер коррозионного растрескивания под напряжением (КРН).

#### **Прочностной расчет по внутреннему давлению и моделирование напряженного состояния при наличии трещиноподобного дефекта**

По результатам внутритрубной диагностики была установлена минимальная остаточная толщина стенки трубопровода, которая составила 5,4 мм. Прочностной расчет выполняли по внутреннему давлению с учетом минимальной толщины стенки.

$$\sigma_k = \frac{p \cdot D}{2 \cdot \delta} = \frac{5,4 \cdot 530}{2 \cdot 4,9} = 292 \text{ МПа} \quad (1)$$

$$[n] = \frac{\sigma_T}{\sigma_k} = \frac{363}{292} = 1,24 \quad (2)$$

В результате расчета установлено, что коэффициент запаса прочности трубопровода по внутреннему давлению составляет 1,24, но данный расчет не учитывает концентрацию напряжений от выявленных при металлографическом анализе трещиноподобных дефектов.

Обнаруженные микротрещины распространяются вдоль оси трубы, перпендикулярно главным линиям кольцевых напряжений. Развитие трещин вызвано совокупностью эксплуатационных факторов: внутренним рабочим давлением газопровода и воздействием грунтового электролита на наружную поверхность трубопровода.

Для выполнения прочностных расчетов с учетом концентрации напряжений от возникших трещиноподобных дефектов было выполнено компьютерное моделирование напряженного состояния трубопровода с помощью программного комплекса Ansys.

Результаты моделирования напряженного состояния трубы с толщиной стенки  $t=7$  мм от рабочего давления  $P=5,4$  МПа при наличии трещиноподобного дефекта показывают, что напряжения, равные пределу текучести, достигаются при глубине трещины 2 мм.

Достижение предела текучести на кончике трещины приводит к ее ускоренному росту и может привести к последующей разгерметизации трубопровода с образованием магистральной трещины. Таким образом, было установлено, что глубина трещины 2 мм является критической. При достижении трещин установленной глубины необходимо выполнять ремонт дефектных участков рассматриваемого трубопровода.

#### **Выводы**

В результате выполненных исследований установлено, что разрушение трубопровода произошло по причине коррозионного растрескивания под напряжением из-за проникновения грунтового электролита под слой наружной

изоляции ввиду некачественной подготовки поверхности перед нанесением изоляции, а именно:

- в процессе строительства газопровода перед нанесением наружной изоляции подготовка поверхности не была осуществлена должным образом, что, в свою очередь, привело к плохой адгезии изоляционного покрытия;
- под изоляционный слой проникал грунтовый электролит;
- при контакте металла трубы с грунтовым электролитом и в условиях напряженного состояния зародились и развивались коррозионные трещины (коррозионное растрескивание под напряжением);
- в течение длительного срока эксплуатации данные трещины развивались, сливались до достижения критического размера.
- при достижении трещин критического размера произошел отказ газопровода.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кузнецов В. В., Ляпин А. А., Монахов Р. Е. Сравнительный анализ статистических данных по аварийности на магистральных трубопроводах в России и в Западной Европе // Нефть, Газ и Бизнес. — 2007. — № 1-2. - С. 49–56.
2. Мазур И. И., Иванцов О. М. Безопасность трубопроводных систем. - М.: Елима, 2004. - 1097 с.
3. Овчинников И.И. Исследование поведения оболочечных конструкций, эксплуатирующихся в средах, вызывающих коррозионное растрескивание // Интернет-журнал «Наукoведение», №4, 2012.
4. Ажогин Ф.Ф. Коррозионное растрескивание и защита высокопрочных сталей.- М.:Металлургия, 1974, 256 с.
5. Василенко И.И., Мелехов Р.К. Коррозионное растрескивание сталей. - Киев: Наукова думка, 1977, 264 с.

УДК 620.197.5

### **МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ. МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА**

*Т.Р. Юсупов, УГНТУ, г. Уфа*

Добываемая из скважин нефть содержит механические примеси (горные породы пластов), пластовую воду, попутный газ, а также химически активные вещества, которые могут являться причиной внутренней коррозии трубопроводов.

Коррозия может привести не только к разрушению трубы, но и ухудшить качество транспортируемого продукта. К тому же коррозия повышает сопротивление в трубопроводах, что приводит к уменьшению эффективности транспортировки нефти.

Из всех существующих на сегодняшний день методов защиты от коррозии технологические методы предъявляют к качеству очистки транспортируемого продукта от примесей наиболее высокие требования.

Химические методы, на примере ингибирования, являются самыми распространенными методами борьбы с коррозией на практике эксплуатации промысловых трубопроводов. Ингибиторы – это вещества, принцип действия ко-

торых основан на образовании защитной пленки при контакте с металлом трубы. Главной задачей является контроль концентрации ингибитора, растворённого в транспортируемом продукте, поскольку при малом количестве достижение желаемого результата является проблематичным.

В северных районах для снижения темпов развития коррозионных процессов трубопроводов применяется такой метод электрохимической защиты как катодная защита.

Установка катодной защиты состоит из источника тока, преобразователя, анодного заземлителя, соединительных проводов, неполяризующегося электрода и контрольно-измерительного пункта.

Многолетнемерзлые грунты обладают значительным электросопротивлением в отличие от грунтов в обычных условиях. В связи с этим для трубопроводов, проложенных подземным и наземным способами на участках с преобладанием мерзлых грунтов, электрохимическая защита применяется для любого вида грунта.

При отсутствии источников тока в районах Севера, а также при наличии талых грунтов имеет место такой способ защиты от коррозии как протекторная защита.

Таким образом, трубопроводы, эксплуатируемые в условиях Крайнего Севера, подвержены активному воздействию коррозионных процессов. Исходя из вышесказанного, применение методов электрохимической защиты является необходимым условием для обеспечения надёжной и безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Средства катодной защиты на базе новых технологий – [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/general-questions/332079-sredstva-katodnoy-zashchity-na-baze-novykh-tekhnologiy/>.
2. Эволюция развития катодной защиты, как способ защиты от коррозии – [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://dosaafvlg-kotovo.ru/stanki-drugoe/zhertvennyj-anod.html>.

## СОДЕРЖАНИЕ

### СЕКЦИЯ

#### «ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ

#### ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

|                                                                                                                                                                                                                                                                                |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ГРУНТА ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ БОЛОТ</b><br><i>Н.В. Абдуллин, Т.А. Тимеркаев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                       | <b>9</b>  |
| <b>2. АНАЛИЗ ПОКРЫТИЙ НЕФТЕПРОВОДОВ, ПРЕПЯТСТВУЮЩИХ ФОРМИРОВАНИЮ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ</b><br><i>Ю.Р. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                            | <b>10</b> |
| <b>3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ НАХОЖДЕНИЯ РАБОЧЕЙ ТОЧКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА ПРОСТОЙ ИТЕРАЦИИ В СИСТЕМЕ ТРУБОПРОВОД-НАСОС</b><br><i>И.А. Артемьев, А.А. Нафикова, А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                               | <b>12</b> |
| <b>4. МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СКОРОСТИ ПРИ ПОСТОЯННОМ НАПОРЕ В РЕЖИМЕ СМЕШАННОГО ТРЕНИЯ</b><br><i>И.А. Артемьев, А.А. Нафикова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                               | <b>14</b> |
| <b>5. КОРРОЗИОННАЯ АКТИВНОСТЬ ГРУНТОВ</b><br><i>Б.К. Атымтаева, И.К. Тургазинов, Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан.....</i>                                                                                                                | <b>16</b> |
| <b>6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ</b><br><i>Д.Д. Ахметзянова, А.М. Щипачев, СПГУ, г. Санкт-Петербург.....</i>                                                                                    | <b>18</b> |
| <b>7. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕВОДА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПО ДРУГОМУ ФУНКЦИОНАЛЬНОМУ НАЗНАЧЕНИЮ</b><br><i>Р.М. Бадртдинов, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                   | <b>20</b> |
| <b>8. УТОЧНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВОЛНЫ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ УТЕЧКИ ИЛИ КРИМИНАЛЬНОЙ ВРЕЗКИ НА МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ</b><br><i>В.В. Бараков, Р.А. Шестаков, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва.....</i>                         | <b>21</b> |
| <b>9. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАУЧНЫХ РАЗРАБОТОК В ОБЛАСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ</b><br><i>А.Р. Бахтизина, Д.С. Мошкалёв, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва.....</i>                                                             | <b>23</b> |
| <b>10. КАЛЬКУЛЯТОР ТЕПЛОВОГО РАСЧЁТА АВО ГАЗА</b><br><i>С.Н. Беляев, Н.П. Богданов, УГТУ, г. Ухта .....</i>                                                                                                                                                                    | <b>26</b> |
| <b>11. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПЛОЩАДОК</b><br><i>В.А. Беляева, Е.В. Исупова, Е.Е. Яворская, УГТУ, г. Ухта.....</i>                                                                                           | <b>28</b> |
| <b>12. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ НОВОЙ СИСТЕМЫ ЛОГИСТИКИ И ЭНЕРГОПЕРЕХОДА</b><br><i>О.В. Бочарников, Н.Н. Голунов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.....</i> | <b>30</b> |
| <b>13. КОМПЬЮТЕРНАЯ АПРОБАЦИЯ МЕТОДА ДИСТАНЦИОННОГО МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ НЕПРЕРЫВНОЙ ТЕНЗОМЕТРИИ</b><br><i>А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                     | <b>32</b> |
| <b>14. ПРИМЕНЕНИЕ ОЛЕОФИЛЬНЫХ, ГИДРОФОБНЫХ ГУБОК ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ ОТ ИСПАРЕНИЙ</b><br><i>Э.Р. Валеев, В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                             | <b>34</b> |
| <b>15. АНАЛИЗ ПОВРЕЖДЕНИЙ ПОКРЫТИЯ МОНТАЖНЫХ СВАРНЫХ ШВОВ МОРСКОГО ПОДВОДНОГО ГАЗОПРОВОДА В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ</b><br><i>Д.С. Волков, ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта .....</i>                                                                                             | <b>36</b> |
| <b>16. АНАЛИЗ ТЕМПЕРАТУРЫ ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ГАЗА ПО МОРСКОМУ ПОДВОДНОМУ ГАЗОПРОВОДУ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ</b><br><i>Д.С. Волков, ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта .....</i>                                                                                                   | <b>38</b> |
| <b>17. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ КИПЕНИЯ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ</b><br><i>В.А. Волчок, В.В. Бондар, ОНТУ, г. Одесса.....</i>                                                                                                               | <b>40</b> |
| <b>18. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ПОТЕРЬ ОТ ИСПАРЕНИЙ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ МЯГКИХ ОБОЛОЧЕК ВНУТРИ РЕЗЕРВУАРА</b><br><i>Р.Р. Габдинуров, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                               | <b>42</b> |

|                                                                                                                                                                 |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>19. ПРОГРАММНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЕРЕТОКА ПРИ ПЕРЕКЛЮЧЕНИИ РЕЗЕРВУАРОВ</b>                                                                             |           |
| <i>Р.Р. Габдинуров, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                         | <b>44</b> |
| <b>20. ОЦЕНКА РЕНТАБЕЛЬНОСТИ МЕТОДА СОКРАЩЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ С ВВОДОМ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ПРИ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ</b>                                 |           |
| <i>А.Т. Габдрахимов, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                      | <b>46</b> |
| <b>21. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА С УЧЕТОМ ФАКТИЧЕСКИХ ЗНАЧЕНИЙ ЕЕ ПРОГИБА</b>                                                           |           |
| <i>Э.Ш. Гайсин, Д.М. Хайретдинова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                       | <b>48</b> |
| <b>22. К ВОПРОСУ О ВОЗМОЖНОСТИ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ШАРОВЫХ КРАНОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ</b>                                  |           |
| <i>А.А. Галимова, А.А. Лягова, СПбГУ, г. Санкт-Петербург.....</i>                                                                                               | <b>50</b> |
| <b>23. О МИНИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b>                                                   |           |
| <i>Н.А. Гареева, Д.Т. Шагеева, Р.М. Аскаров, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                             | <b>52</b> |
| <b>24. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ</b>                                                                     |           |
| <i>А. А. Гарифуллин, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                       | <b>54</b> |
| <b>25. СПОСОБ ЦИФРОВИЗАЦИИ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ В ЦЕЛЯХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕПЛОПЕРЕДАЮЩЕЙ ПОВЕРХНОСТИ</b>                           |           |
| <i>Д.В. Гильмутдинов, Т.А. Бакиев, М.В. Закирьянов, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа</i>                                                                      |           |
| <i>А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                          | <b>55</b> |
| <b>26. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДА С ОТВОДОМ</b>                                                                                                         |           |
| <i>А.И. Гольянов, С.Е. Кутуков, О.В. Четвертков, А.А. Гольянов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>                                                             | <b>57</b> |
| <b>27. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ ТРОЙНИКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ С РАЗЛИЧНЫМ УГЛОМ СОЧЛЕНЕНИЯ И ПОЛЕЙ СКОРОСТЕЙ ПОТОКОВ ПРИ СМЕШЕНИИ</b>                          |           |
| <i>А.И. Давлетбаев, Д.А. Соснин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                         | <b>62</b> |
| <b>28. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ УТИЛИЗАЦИИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ</b>                                                                     |           |
| <i>А.И. Давлетбаев, М.А. Иляева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                         | <b>64</b> |
| <b>29. ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИЧЕСКИХ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОПРОВОДЕ</b>                                                          |           |
| <i>К.С. Давлетчина, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа .....</i>                                                                                                        | <b>65</b> |
| <b>30. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ НА НПС КАК СПОСОБ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОПOTЕНЦИАЛЬНЫХ ВЭР</b>                                                                      |           |
| <i>Р.Х. Дашкин, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                           | <b>67</b> |
| <b>31. МЕТОДИКА ПЕРЕХОДА ОТ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ К ТРАНСПОРТУ НЕФТЕПРОДУКТОВ</b>                                                                    |           |
| <i>С.В. Дейнеко, С.В. Ларионов, И.Р. Шипилова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.....</i>                                                    | <b>69</b> |
| <b>32. ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ПОДОГРЕТОЙ НЕФТИ ОТ ВЫБРАННОГО ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА В ПУНКТЕ ПОДОГРЕВА НЕФТИ</b>           |           |
| <i>А.В. Егоров, УГТУ, АО «Транснефть-Север», г. Ухта.....</i>                                                                                                   | <b>70</b> |
| <b>33. О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МОНИТОРИНГА КАРСТООБРАЗОВАНИЯ В ЗОНАХ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                                |           |
| <i>Е.А. Жадкова, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                            | <b>72</b> |
| <b>34. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ МОНИТОРИНГА КАРСТООБРАЗОВАНИЯ</b>                                                                      |           |
| <i>Е.А. Жадкова, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                            | <b>73</b> |
| <b>35. ВЛИЯНИЕ СИЛЫ ТЯЖЕСТИ ВНУТРИТРУБНОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО СНАРЯДА НА ДОСТОВЕРНОСТЬ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ДЕФЕКТА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА</b> |           |
| <i>М.А. Жажин, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.....</i>                                                                                    | <b>75</b> |
| <b>36. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ НА ТЕМПЕРАТУРУ ТРАНСПОРТИРУЕМОЙ ЖИДКОСТИ</b>                                                                 |           |
| <i>В.В. Жолобов, В.Ю. Морецкий, Р.Ф. Талипов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва.....</i>                                                                          | <b>77</b> |
| <b>37. УСЛОВИЯ «РУЧЕЙКОВОГО» ФОРМИРОВАНИЯ ВОДНОГО СКОПЛЕНИЯ В НЕФТЕПРОВОДЕ</b>                                                                                  |           |
| <i>В.В. Жолобов, В.Ю. Морецкий, Р. Ф. Талипов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва.....</i>                                                                         | <b>79</b> |



|                                                                                                                                                                                                 |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>38. РЕСУРСНЫЕ ИСПЫТАНИЯ УТОРНЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ<br/>СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ</b>                                                                                                 |            |
| <i>А.Е. Зорин, О.И. Колесников, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва,</i>                                                                                                                            |            |
| <i>А.А. Скорняков, А.В. Гордеев, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа.....</i>                                                                                                                      | <b>81</b>  |
| <b>39. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ СКОРОСТИ<br/>КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ</b>                                                                                                |            |
| <i>Ю.А. Зуевская, Е.В. Исупова, УГТУ, г. Ухта.....</i>                                                                                                                                          | <b>83</b>  |
| <b>40. ОЧИСТКА НЕФТЕПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ ВНУТРИТРУБНОГО УСТРОЙСТВА С<br/>ИНДУКЦИОННЫМ НАГРЕВАТЕЛЕМ</b>                                                                                             |            |
| <i>В.И. Иванов, А.В. Токаренко, Р.Р. Таибулатов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                         | <b>85</b>  |
| <b>41. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ОБРАТНОГО КЛАПАНА В УСЛОВИЯХ<br/>КРАЙНЕГО СЕВЕРА</b>                                                                                                         |            |
| <i>Р.М. Ильясов, А.Х. Габбасова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                         | <b>86</b>  |
| <b>42. АНАЛИЗ ВЫНУЖДЕННЫХ КОЛЕБАНИЙ КОНСТРУКЦИИ РВС-5000, ВОЗНИКАЮ-<br/>ЩИХ ПРИ РАБОТЕ УСТАНОВКИ «ДИОГЕН-500»</b>                                                                               |            |
| <i>В.Б. Инжуваткин, СамГТУ, г. Самара.....</i>                                                                                                                                                  | <b>87</b>  |
| <b>43. ПРОБЛЕМЫ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ АКТИВНЫХ ЭРОЗИ-<br/>ОННЫХ ПРОЦЕССОВ</b>                                                                                                      |            |
| <i>А.Х. Ишмурадов, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                          | <b>89</b>  |
| <b>44. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ И СТЕКЛО-<br/>ПЛАСТИКОВЫХ ТРУБ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРО-<br/>ДУКТОВ</b>                                               |            |
| <i>С.В. Кабуров, УГТУ, г. Ухта .....</i>                                                                                                                                                        | <b>90</b>  |
| <b>45. АНАЛИЗ ПРАКТИКИ ПРИМЕНЕНИЯ РЕГЛАМЕНТОВ ПО НОРМИРОВАНИЮ ЗОН<br/>МИНИМАЛЬНЫХ РАССТОЯНИЙ ОТ ОСИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ДО<br/>РАЗЛИЧНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ</b> |            |
| <i>Е.О. Карманов, Г.Г. Васильев, И.А. Леонович,</i>                                                                                                                                             |            |
| <i>РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва.....</i>                                                                                                                                      | <b>92</b>  |
| <b>46. ВЛИЯНИЕ РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ НА ИЗМЕНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИ-<br/>ВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В ПРОЦЕССЕ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТА-<br/>ЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ</b> |            |
| <i>Ф. А. Карпов, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                            | <b>95</b>  |
| <b>47. БАЗОВЫЕ МОДЕЛИ РАЗВИТИЯ ИНЖИНИРИНГА</b>                                                                                                                                                  |            |
| <i>С.А. Кесаев, С.В. Малинин, А.Р. Бахтизина, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва.....</i>                                                                                                          | <b>96</b>  |
| <b>48. ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬНОГО КОНСОРЦИУМА ПРИ РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ<br/>НА РЫНКАХ ЦЕННЫХ БУМАГ</b>                                                                                               |            |
| <i>С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа,</i>                                                                                                                                                              |            |
| <i>Ю.В. Колотилов, В.А. Короленок, РГУНГ им. И.М. Губкина, г. Москва.....</i>                                                                                                                   | <b>99</b>  |
| <b>49. РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАЗЕМНОЙ ИН-<br/>ФРАСТРУКТУРЫ ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ</b>                                                                                       |            |
| <i>Т.Ф. Кадыров, ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Новый Уренгой,</i>                                                                                                                             |            |
| <i>С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                                          | <b>102</b> |
| <b>50. ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБО-<br/>ПРОВОДА В ДЕФЕКТНЫХ ЗОНАХ ПОТЕРИ МЕТАЛЛА ПРИ ИЗГИБАЮЩЕЙ НАГРУЗКЕ</b>                                                       |            |
| <i>М.В. Колесников, А. А. Игнатик, УГТУ, г. Ухта.....</i>                                                                                                                                       | <b>103</b> |
| <b>51. ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ НА СТЕ-<br/>ПЕНЬ ЕЕ ОЧИСТКИ ОТ УГЛЕВОДОРОДОВ</b>                                                                                      |            |
| <i>А.А. Коршак., М.Т. Гайсин, Ан.А. Коршак, ООО «НИИ Транснефть», г.Москва.....</i>                                                                                                             | <b>105</b> |
| <b>52. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕКОТОРЫХ ПАРАМЕТРОВ<br/>ПАРОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ</b>                                                                                                                |            |
| <i>А.А. Коршак, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва.....</i>                                                                                                                                        | <b>107</b> |
| <b>53. РАЗВИТИЕ ВЗГЛЯДОВ ПРОФЕССОРА В.С. ЯБЛОНСКОГО НА ВЫБОР ОПТИМАЛЬ-<br/>НЫХ РЕЖИМОВ «ГОРЯЧИХ» ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                                                              |            |
| <i>А.А. Коршак, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Е.А. Любин, СПГУ, Санкт-Петербург.....</i>                                                                                                     | <b>109</b> |
| <b>54. ОСТОЙЧИВОСТЬ ПЛАВАЮЩИХ ПОКРЫТИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ</b>                                                                                                                                        |            |
| <i>П.В. Кузнецов, ООО «Автосеть РБ», В.А. Кузнецов, г. Уфа.....</i>                                                                                                                             | <b>115</b> |
| <b>55. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТАНО-ВОДОРОДНОЙ СМЕСИ В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВНОГО ГАЗА<br/>В КАМЕРЕ СГОРАНИЯ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ</b>                                                                          |            |
| <i>Е.А. Кузнецова, А.А. Каримова, Р.Р. Фарухшина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                        | <b>117</b> |

|                                                                                                                                                                                 |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>56. РАЗРАБОТКА СТРАТЕГИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАДАННОГО УРОВНЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ КРИТЕРИЕВ КОНЦЕПЦИИ РИСКА</b>                           |     |
| <i>О.А. Курасов, ТПУ, г. Томск.....</i>                                                                                                                                         | 118 |
| <b>57. АНАЛИЗ РИСКА АВАРИЙ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА</b>                                                                     |     |
| <i>О.А. Курасов, ТПУ, г. Томск.....</i>                                                                                                                                         | 119 |
| <b>58. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НА НПС С ПРИМЕНЕНИЕМ НВИЭ</b>                                                                                                              |     |
| <i>А.А. Кутушев, Р.Р. Каримова, У.Р. Самситдинов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                        | 121 |
| <b>59. ВЫЯВЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОГО МЕХАНИЗМА ДЕЙСТВИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ И ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК</b>                                                                                  |     |
| <i>Л.А. Латыпова, В.Р. Шуваева, Я.А. Коннов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                             | 123 |
| <b>60. ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ ДЕФИЦИТА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ И ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ СТОКОВ РЕК СТРАНЫ</b>                                          |     |
| <i>Е.А. Локишина, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                          | 125 |
| <b>61. ВЛИЯНИЕ СМЕШЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ПОТОКОВ СТОЧНЫХ ВОД НА ОБРАЗОВАНИЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ</b>                                           |     |
| <i>Е.А. Локишина, Б.Н.Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                         | 126 |
| <b>62. МЕТОД ХАРАКТЕРИСТИК И ЕГО ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ГАЗОПРОВОДА С ОТВОДОМ</b>                                                                                               |     |
| <i>С.А. Лукин<sup>1,2</sup>, Д.И. Ширянов<sup>1</sup>, В.В. Васильковский<sup>2</sup></i>                                                                                       |     |
| <i><sup>1</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва; <sup>2</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва.....</i>                                                        | 127 |
| <b>63. СБЕРЕЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ</b>                                                                                |     |
| <i>А.С. Люкин, ООО «Газпром трансгаз Чайковский», г. Чайковский, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                            | 129 |
| <b>64. АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ МОРСКИМ СПОСОБОМ</b>                                                                                                 |     |
| <i>К.А. Маликова, С.Д. Барахнина, Я.А. Коннов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                           | 130 |
| <b>65. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ</b>                                                                     |     |
| <i>Ю.С. Матвеева, АО «МОСГАЗ», г. Москва.....</i>                                                                                                                               | 132 |
| <b>66. БЕРЕЖЛИВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН</b>                                                                                                                           |     |
| <i>А.Н. Мирошниченко, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                    | 134 |
| <b>67. РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ХРАНЕНИИ НА КРИОАЗС</b>                                                                                                |     |
| <i>А.И. Назарова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.....</i>                                                                                                 | 135 |
| <b>68. ИННОВАЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ</b>                                                                                                               |     |
| <i>А.А. Никулин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                         | 137 |
| <b>69. ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПРОКЛАДКЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ЗАБОЛОЧЕННОЙ И ОБВОДНЕННОЙ МЕСТНОСТИ</b>                                                            |     |
| <i>А.М. Овчаренко, Д.М. Овчаренко, А.В. Рудаченко, ТПУ, г. Томск.....</i>                                                                                                       | 138 |
| <b>70. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ПАРАФИНОВ</b>                                                                  |     |
| <i>Г.М. Орлова, Д.Н. Пехтерев, Т.А. Иванова, СамГТУ, г. Самара.....</i>                                                                                                         | 140 |
| <b>71. ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОДИАЛИЗА НАСЫЩЕННОГО РАСТВОРА ХЛОРИДА НАТРИЯ ОТ СИЛЫ ТОКА</b>                                                               |     |
| <i>Е.Ю. Пережогин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                       | 142 |
| <b>72. АЛГОРИТМ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ НЕФТЕПРОВОДА</b>                                                                                    |     |
| <i>В.А. Пестова, Р.Р. Ташбулатов, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уф.....</i>                                                                                                           | 143 |
| <b>73. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДИК РАССТАНОВКИ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УЩЕРБА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ ПРИ АВАРИЯХ</b> |     |
| <i>Э.А. Плотко, В.В. Уланов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.....</i>                                                                                      | 144 |
| <b>74. РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА РОБОТОТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ И МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ</b>                                                                              |     |
| <i>В.В. Пишенин, М.С. Комаровский, Л.Р. Розанова, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург.....</i>                                                           | 146 |

|                                                                                                                                                                                             |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>75. УСТАНОВЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПОТОКОВ В НЕФТЕПРОВОДЕ С ЛУПИНГОМ</b>                                                                                                             |     |
| <i>К.С. Резанов, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва</i>                                                                                                                     | 147 |
| <b>76. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЙРОСЕТЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИДЕНТИФИКАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ПРИ ОПЕРАЦИЯХ ОБСЛЕДОВАНИЯ</b>                                                          |     |
| <i>В.В. Пишенин, Л.Р. Розанова, Т.Н. Гамидов, СПбГУ, г. Санкт-Петербург</i>                                                                                                                 | 148 |
| <b>77. ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЙ МЕТОД НАГРЕВА ТОПЛИВНОГО ГАЗА ПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ</b>                                                                                   |     |
| <i>Т.Ф. Романов, В.А. Муратова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                           | 149 |
| <b>78. ОБОСНОВАНИЕ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА</b>                                                                                                   |     |
| <i>К.К. Рюмкин, Н.В. Чухарева, Томский политехнический университет</i>                                                                                                                      | 150 |
| <b>79. РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ДАТЧИКОВ ПОСТОЯННОГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ СИЛЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА, ПРОТЕКАЮЩЕГО В ПОДЗЕМНОМ ТРУБОПРОВОДЕ</b>                            |     |
| <i>С.В. Савченков, АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород, Е.В. Исупова, Р.В. Агиней, УГТУ, г. Ухта</i>                                                                                     | 152 |
| <b>80. МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ПОДВОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В АРКТИЧЕСКИХ МОРЯХ ОТ ВНЕШНИХ НАГРУЗОК</b>                                                                                                      |     |
| <i>Д.М. Сафина, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                             | 154 |
| <b>81. СРАВНЕНИЕ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПОДВОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ</b>                                                                                                                   |     |
| <i>Д.М. Сафина, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                             | 156 |
| <b>82. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ЖИДКОСТИ С ДРЕВНЕЙШИХ ВРЕМЕН ПО 19-Й ВЕК</b>                                                                                              |     |
| <i>С.А. Севницкий, Ф.С. Уметбаев, ФБУ Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Башкортостан, г. Уфа</i>                                       | 158 |
| <b>83. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                                                                                         |     |
| <i>А.А. Смирнов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                          | 160 |
| <b>84. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОНФУЗОРНОЙ ВСТАВКИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВЫНОСНОЙ СКОРОСТИ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА В МЕСТАХ СКОПЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ</b>                                                           |     |
| <i>В.О. Смольников, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                         | 162 |
| <b>85. ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ СЕРЫ В ГРУЗОПОТОКАХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ</b>                                                                                                       |     |
| <i>Д.А. Соснин, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                           | 163 |
| <b>86. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ РАДИУСА ПРОГИБА ТРУБОПРОВОДА</b>                                                                                                                                |     |
| <i>Э.М. Сунагатов, Д.А. Федорин, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                          | 165 |
| <b>87. СОСТОЯНИЕ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ И ПРОБЛЕМ ИХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ</b>                                                                                                             |     |
| <i>Я.А. Таябина, Самарский государственный технический университет, г. Самара</i>                                                                                                           | 167 |
| <b>88. ИССЛЕДОВАНИЕ ДИМЕТИЛСУЛЬФОКСИДА КАК ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В ТРУБОПРОВОДАХ</b>                         |     |
| <i>Т.Б. Тулегенов, Р.И. Мендгазиев, А.П. Семенов, А.С. Стопоров, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, В.А. Истомин, Сколковский институт науки и технологий, г. Москва</i> | 169 |
| <b>89. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ РАСХОДОМЕРОВ В 20-М ВЕКЕ</b>                                                                                                                                        |     |
| <i>Ф.С. Уметбаев, С.А. Севницкий, ФБУ Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Башкортостан, г. Уфа</i>                                       | 171 |
| <b>90. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА</b>                                                                                                                      |     |
| <i>Т.Р. Фазлеев, Л.А. Ахметшина, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                          | 173 |
| <b>91. МИКРОСТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ОБРАЗЦОВ ТРУБЫ ИЗ СТАЛИ 08Х18Н10Т ПОСЛЕ СИЛИЦИРОВАНИЯ</b>                                                                                                    |     |
| <i>А.И. Хабибуллин, Д.Н. Шерматов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                        | 174 |
| <b>92. АНАЛИТИЧЕСКОЕ НАХОЖДЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ДИНАМИЧНОСТИ ДЛЯ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ СООРУЖЕНИЙ И ЗДАНИЙ СО СТАЛЬНЫМ КАРКАСОМ ПРИ РАСЧЕТЕ ВЕТРОВОЙ НАГРУЗКИ</b>                                     |     |
| <i>Д.М. Хайретдинова, Э.Ш. Гайсин, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                           | 176 |

|                                                                                                                                                                                                                                                       |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>93. АНАЛИТИЧЕСКОЕ НАХОЖДЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ДИНАМИЧНОСТИ ДЛЯ СТЕКЛА И СМЕШАННЫХ (СТАЛЬНЫХ И ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ) СООРУЖЕНИЙ ПРИ РАСЧЕТЕ ВЕТРОВОЙ НАГРУЗКИ</b><br><i>Д.М. Хайретдинова, Э.Ш. Гайсин, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                   | <b>178</b> |
| <b>94. ИЗУЧЕНИЕ ВЗАИМОСВЯЗИ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА И ТЕМПЕРАТУРЫ ЗАСТЫВАНИЯ НЕФТИ</b><br><i>И.И. Хасбиуллин, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва.....</i>                                                                                                  | <b>180</b> |
| <b>95. МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРИРОДНЫХ СРЕД НА ТЕРРИТОРИЯХ, ПОДВЕРГШИХСЯ ВЛИЯНИЮ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ</b><br><i>Р.А. Хураמיшина, В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                            | <b>182</b> |
| <b>96. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ</b><br><i>Р.А. Хураמיшина, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                            | <b>184</b> |
| <b>97. МИНИМИЗАЦИЯ ПОТЕРЬ НАПОРА ГАЗОПРОВОДА</b><br><i>В.И. Чёботова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва.....</i>                                                                                                                  | <b>186</b> |
| <b>98. ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗНЫХ СОРТОВ НЕФТИ НА ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ В МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ СРЕДЫ</b><br><i>В.И. Чёботова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва.....</i> | <b>187</b> |
| <b>99. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ</b><br><i>Н.В. Чухарева, М.Е. Луценко, ТПУ, г. Томск.....</i>                                      | <b>188</b> |
| <b>100. РАСЧЕТЫ ТЕПЛОПOTЕРЬ ПРИ ПОДДЕРЖАНИИ ЗАДАННОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОДУКТА В РЕЗЕРВУАРАХ</b><br><i>Д.Т. Шагеева, Н.А. Гареева, Р.М. Аскарлов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                   | <b>190</b> |
| <b>101. КОНТРОЛЬ ОБРАЗОВАНИЯ СМЕСИ ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ</b><br><i>А.М. Шайхинуров, А.В. Пашковская, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                    | <b>192</b> |
| <b>102. РАЗВИТИЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ</b><br><i>А.М. Шайхинуров, А.В. Пашковская, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                          | <b>193</b> |
| <b>103. ПРОБЛЕМА ВЛИЯНИЯ РАБОТЫ УСТРОЙСТВА «ДИОГЕН» НА ОСТОЙЧИВОСТЬ ПОНТОНОВ РВСП</b><br><i>Т.И. Шакиров, И.Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                      | <b>194</b> |
| <b>104. ВЕЙВЛЕТНОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ АКУСТИКО-ЭМИССИОННОГО СИГНАЛА ДЛЯ ПОДАВЛЕНИЯ УРОВНЯ СЛУЧАЙНЫХ ШУМОВ И ПОМЕХ</b><br><i>Д.Р. Шарафутдинов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                     | <b>195</b> |
| <b>105. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ И ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ</b><br><i>Н.И. Шаригин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                    | <b>197</b> |
| <b>106. НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЮ: ПРИМЕНЕНИЕ ГИБКОГО ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО МАТЕРИАЛА PYROGEL® XT</b><br><i>И.С. Шатунов, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                       | <b>198</b> |
| <b>107. НАРУЖНАЯ ДИАГНОСТИКА ТРУБОПРОВОДА В ОБЛАСТИ ВМЯТИНЫ</b><br><i>М.А. Шенец, А.А. Игнатик, УГТУ, г. Ухта.....</i>                                                                                                                                | <b>200</b> |
| <b>108. ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ИЗ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b><br><i>А.С. Шилов, Р.Р. Таибулатов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                 | <b>202</b> |
| <b>109. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ СПОСОБОМ ГНУТЬЯ ТРУБ В ХОЛОДНОМ СОСТОЯНИИ</b><br><i>И.В. Шкутов, Е.Е. Яворская, Н.А. Чикова, УГТУ, г. Ухта.....</i>                                                            | <b>204</b> |
| <b>110. РАЗВИТИЕ КОНСТРУКЦИЙ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В НАЧАЛЕ XX ВЕКА</b><br><i>Е.В. Щурова, ПАО «Транснефть», г. Москва.....</i>                                                                                             | <b>206</b> |
| <b>111. АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ</b><br><i>М.А. Яманаев, Р.А. Хураמיшина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                               | <b>208</b> |
| <b>112 АВТОМАТИЗАЦИЯ ЛИНИЙ ПОСТОЯННЫХ РАСХОДОВ ГАЗА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ</b><br><i>Д.В. Алешкин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                      | <b>209</b> |

**СЕКЦИЯ**  
**«СООРУЖЕНИЕ И РЕМОНТ**  
**ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»**

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>1. ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ</b><br><i>М.А. Абибулла, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                            | <b>211</b> |
| <b>2. АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ЗИГЗАГООБРАЗНЫХ УЧАСТКОВ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b><br><i>В.В. Акчермушев, Х.А. Азметов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                                                    | <b>213</b> |
| <b>3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НАДЗЕМНОГО ЗИГЗАГООБРАЗНО УЛОЖЕННОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА</b><br><i>В.В. Акчермушев, К.В. Кожасева, Д.А. Жигулин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                  | <b>215</b> |
| <b>4. ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБА УСТРАНЕНИЯ МИКРОДЕФЕКТОВ НА УЧАСТКАХ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ МАГНИТНО-ИМПУЛЬСНОЙ ОБРАБОТКОЙ (МИО)</b><br><i>М. Алжадли, А.М. Щипачев, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург.....</i>                                                                                                      | <b>216</b> |
| <b>5. РАСЧЁТ ТРУБОПРОВОДОВ НА СЕЙСМИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ</b><br><i>В.Э. Багаутдинов, Я.И. Горбунова, Р.И. Сайфуллина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                                                                             | <b>219</b> |
| <b>6. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТРУБ НА НАДЕЖНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОТРЕМОНТИРОВАННЫХ ГАЗОПРОВОДОВ</b><br><i>Е.Ю. Бакина, А.С. Попков, А.М. Щипачев, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург.....</i>                                                                                                    | <b>220</b> |
| <b>7. УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЙ КОМПЕНСАЦИОННЫЙ БЛОК ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ</b><br><i>З.А. Бешерян, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                                           | <b>222</b> |
| <b>8. МОДЕРНИЗИРОВАННАЯ СВОБОДНО – ПОДВИЖНАЯ ОПОРА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОТЯЖЕННЫХ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b><br><i>З.А. Бешерян, С.Я. Валиуллина, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                              | <b>223</b> |
| <b>9. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS</b><br><i>М.В. Битаева, И.Г. Гундорова, В.А. Еговцева, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                       | <b>225</b> |
| <b>10. ИСЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ТРУБОПРОВОДА В ПРОСАДОЧНЫХ ГРУНТАХ</b><br><i>М.В. Битаева, Э.В. Файзуллина, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                                                     | <b>226</b> |
| <b>11. ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОПОЛЗНЕВЫХ УЧАСТКАХ</b><br><i>Р.Р. Булатов, Т.Р. Мустафин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                                                                       | <b>227</b> |
| <b>12. О ВОЗМОЖНОСТИ ОЦЕНКИ УДАРНОЙ ВЯЗКОСТИ ТРУБНОЙ СТАЛИ НЕРАЗРУШАЮЩИМ МЕТОДОМ</b><br><i>А.О. Валиахметов, Н.К. Габдуллин, Н.И. Еремеева, Р.З. Гадельшин, ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа.....</i>                                                                                                                                      | <b>229</b> |
| <b>13. ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ И ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ</b><br><i>Б.Р. Валитов, А.С. Глазков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                                       | <b>231</b> |
| <b>14. ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ИЗУЧЕНИЕ ИХ ЭФФЕКТИВНЫХ СВОЙСТВ</b><br><i>А.И. Габбасов, Т.Р. Насибуллин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                                              | <b>232</b> |
| <b>15. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ</b><br><i>Э.М. Габдуллина, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                                          | <b>233</b> |
| <b>16. ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ТРЕЩИНЫ ПОПЕРЕК ШВА В КОЛЬЦЕВОМ СВАРНОМ СОЕДИНЕНИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА</b><br><i>В.В. Гайсин, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа, УГНТУ, г. Уфа, Т.А. Бакиев, М.В. Закирьянов, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа, М.З. Ямилев, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, УГНТУ, г. Уфа.....</i> | <b>234</b> |
| <b>17. ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ХРАНЕНИИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА</b><br><i>В.С. Галанов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                                                                                                   | <b>235</b> |
| <b>18. СХЕМА ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ НА ПЕРЕСЕЧЕНИИ С ЛИНИЕЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ</b><br><i>Т.Р. Галиев, Ф.М. Мустафин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                                                                       | <b>237</b> |

|                                                                                                                                                                                                                   |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>19. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ЛИНЕЙНЫХ И ПЛОЩАДОЧНЫХ ОБЪЕКТОВ В СЕЙСМИЧЕСКИ-АКТИВНЫХ ЗОНАХ</b>                                                                                                              |     |
| <i>Я.И. Горбунова, В.Э. Багаутдинов, Р.И. Сайфуллина, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                           | 238 |
| <b>20. УСТРОЙСТВА ДЛЯ СЕЙСМОЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ЗАДАННОЙ СИЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ</b>                                                                                                             |     |
| <i>Е.В. Демушкин, А.Н. Зотов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                                   | 238 |
| <b>21. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА</b>                                                                                                                                                    |     |
| <i>М.Э. Дусалимов, С.Я. Валиуллина, И.Г. Гундорова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                             | 240 |
| <b>22. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ</b>                                                                                                   |     |
| <i>В.А. Егоров, М.В. Битаева, И.Г. Гундорова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                   | 241 |
| <b>23. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СВАЙНОГО ФУНДАМЕНТА ОПОР ТРУБОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМОСТАБИЛИЗАТОРОВ ГРУНТОВ</b>                                                                                              |     |
| <i>Р.Ш. Ерзин, Р.И. Сайфуллина, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                                 | 242 |
| <b>24. ВИБРОИЗОЛЯТОР С КВАЗИНУЛЕВОЙ ЖЕСТКОСТЬЮ НА ОСНОВЕ ПНЕВМОПРУЖИНЫ ДЛЯ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ ГТУ-16П</b>                                                                                                    |     |
| <i>И.Ф. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                                               | 243 |
| <b>25. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ</b>                                                                                            |     |
| <i>И.Р. Исмагилов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                                              | 244 |
| <b>26. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ТЯГОВОГО УСИЛИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕХНОЛОГИИ DIRECTPIPE</b>                                                                                                                            |     |
| <i>Р.Р. Кабиров, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                               | 245 |
| <b>27. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРА</b>                                                                                                                                       |     |
| <i>И.Р. Каримов, М.А. Киселев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                                  | 246 |
| <b>28. СЕЙСМОЗАЩИТНОЕ УСТРОЙСТВО С КВАЗИНУЛЕВОЙ ЖЕСТКОСТЬЮ ДЛЯ РЕЗЕРВУАРА РВСП 20000</b>                                                                                                                          |     |
| <i>И.И. Кармышев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                                               | 247 |
| <b>29. КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ</b>                                                                                                              |     |
| <i>М.А. Киселев, И.Р. Каримов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                                  | 248 |
| <b>30. ЭФФЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГАЗОГИДРАТОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ СО ШТОКМАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>                                                                       |     |
| <i>Я.А. Коннов, В.Б. Барахнина, М.С. Ягдарова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                  | 249 |
| <b>31. РАВНОЧАСТОТНАЯ ВИБРОИЗОЛИРУЮЩАЯ СИСТЕМА КВАЗИНУЛЕВОЙ ЖЕСТКОСТИ</b>                                                                                                                                         |     |
| <i>Д.А. Креминский, А.Н. Зотов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                                 | 251 |
| <b>32. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРОПИТКИ БЕТОНА НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ НА ЕГО ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ</b>                                                                                                        |     |
| <i>А.И. Кулешов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                                                | 252 |
| <b>33. ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ МЕРЗЛОТНОГО СОСТОЯНИЯ ОСНОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ЯМАЛА</b>                                                                                                           |     |
| <i>И.А. Леонович, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, А.А. Джалябов, ООО «Газпром добыча Ноябрьск», г. Ноябрьск</i>                                                                             | 253 |
| <b>34. ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                                                                                                                 |     |
| <i>И.В. Мальцев, Самарский государственный технический университет, г. Самара</i>                                                                                                                                 | 255 |
| <b>35. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЗНАЧЕНИЯ ПРОДОЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ОТ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПЕРЕПАДА НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ЕГО КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ С ПОДЪЕМОМ В ТРАНШЕЕ</b> |     |
| <i>Е.М. Мозговая, Б.Р. Шайбаков, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                                | 256 |
| <b>36. ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОТОКА НЕФТИ НА СТЕНКУ НЕФТЕПРОВОДА</b>                                                                                                                        |     |
| <i>Ф.М. Мустафин, О.Ф. Мустафин, Р.Р. Халиков, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                  | 258 |
| <b>37. ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ РЕСУРСА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ</b>                                                                                                                        |     |
| <i>Т.В. Набиуллин, Х.А. Азметов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                                | 260 |

|                                                                                                                                                              |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>38. ПРАКТИКА И ПРОБЛЕМЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЕТОНИРОВАННЫХ ТРУБ ПРИ СООРУЖЕНИИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ</b>                                                            |     |
| <i>А.Е. Наставишев, Р.Р. Хасанов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                     | 261 |
| <b>39. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ДВУСТЕННОГО РЕЗЕРВУАРА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ SCADOFFICE</b>                                  |     |
| <i>Т.Р. Насибуллин, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                | 262 |
| <b>40. ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ ДВУСТЕННОГО РЕЗЕРВУАРА</b>                                                                                                    |     |
| <i>Т.Р. Насибуллин, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                | 264 |
| <b>41. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ВИНТОВОГО АНКЕРНОГО УСТРОЙСТВА В СЛАБОНЕСУЩИХ ГРУНТАХ</b>                                                              |     |
| <i>Э.Р. Нургалеев, А.С. Глазков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                      | 266 |
| <b>42. ЭФФЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ</b>                                                 |     |
| <i>Э.Р. Нуриахметов, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                    | 268 |
| <b>43. ЭТАПЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ МОРОЗНОГО ПУЧЕНИЯ ГРУНТА НА ПОДЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД</b>                                                                               |     |
| <i>М.А. Паршикова, Э.В. Файзуллина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                   | 270 |
| <b>44. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ ФУНДАМЕНТА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ В УСЛОВИЯХ ТАЯНИЯ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ</b>                                          |     |
| <i>К.С. Ревичев, М.В. Терентьева, УГТУ, г. Ухта.....</i>                                                                                                     | 272 |
| <b>45. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЖИМОВ СВАРОЧНЫХ РАБОТ ПРИ СООРУЖЕНИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ</b>               |     |
| <i>Р.Р. Самиев, В.Л. Онацкий, УГТУ, г. Ухта.....</i>                                                                                                         | 273 |
| <b>46. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН НЕПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА ГАЗОПРОВОДА В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ</b>                                                     |     |
| <i>И.Л. Сарычев, ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, А.С. Кузьбожьев, И.Н. Бирилло филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.....</i>                         | 275 |
| <b>47. АНАЛИЗ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                                       |     |
| <i>Д.Е. Серкунова, К.В. Кожяева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                      | 277 |
| <b>48. АНАЛИЗ ПРОЦЕССА РАЗВИТИЯ НЕХАРАКТЕРНЫХ ТРЕЩИН В МЕТАЛЛЕ СВАРНОГО ШВА НА ПРИМЕРЕ ПОДВОДЯЩЕГО ТРУБОПРОВОДА УБКУА НПС «МИШКИНО»</b>                      |     |
| <i>М.Н. Сиряченко, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                      | 278 |
| <b>49. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СВАРОЧНЫХ РАБОТ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ ДЕФЕКТНЫХ ПОЯСОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ</b>                                           |     |
| <i>М.В. Терентьева, Е.В. Семиткина, УГТУ, г. Ухта.....</i>                                                                                                   | 279 |
| <b>50. АНАЛИЗ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ЯВЛЕНИЯ РОЛЛОВЕРА ПРИ ХРАНЕНИИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА</b>                                                                  |     |
| <i>Е.Г. Трифонов, М.Э. Дусалимов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                     | 281 |
| <b>51. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ В ТЕХНИЧЕСКУЮ ДИАГНОСТИКУ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ</b>                                                        |     |
| <i>Е.Г. Трифонов, Е.В. Кузнецова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                     | 282 |
| <b>52. ХАРАКТЕР ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ТРУБОПРОВОДА С МЕРЗЛЫМ ПРОСАДОЧНЫМ ГРУНТОМ С УЧЕТОМ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ</b>                                                     |     |
| <i>Э.В. Файзуллина, М.В. Битаева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                     | 284 |
| <b>53. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОСАДОЧНЫХ ГРУНТАХ С УЧЕТОМ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ</b>                                  |     |
| <i>Э.В. Файзуллина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                   | 286 |
| <b>54. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА ВИРУТАЛЬНЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ (КВЛР) «ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СЛОЖНЫХ УЧАСТКОВ ГАЗО-НЕФТЕПРОВОДОВ»</b>           |     |
| <i>Т.И. Фатхиев, Р.Р. Хасанов, М.А. Шишова, Е.В. Дружинская, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                          | 287 |
| <b>55. РАЗРАБОТКА ЗАЩИТНОГО ПОЛИМЕРНОГО АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ, ОБОРУДОВАНИЯ И КОНСТРУКЦИЙ, РАБОТАЮЩИХ В АГРЕССИВНЫХ СРЕДАХ</b>        |     |
| <i>Е.А. Хабаров, М.В. Терентьева, УГТУ, г. Ухта.....</i>                                                                                                     | 289 |
| <b>56. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ПРИ НАЛИЧИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ СИЛ МОРОЗНОГО ПУЧЕНИЯ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS</b> |     |
| <i>Б.А. Хабибов, Ш.А. Арыслангалиев, А.Ю. Шульга, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                     | 290 |

|                                                                                                                                                                 |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>57. ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ</b>                                                    |            |
| <i>А.Ф. Хайруллина, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                     | <b>291</b> |
| <b>58. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ УТЕПЛЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ</b>                                                         |            |
| <i>Я.А. Черепанов, В.С. Болгова, Е.В. Кузнецова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                         | <b>292</b> |
| <b>59. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ СООРУЖЕНИЯ ВРЕМЕННЫХ ВДОЛЪТРАССОВЫХ ПРОЕЗДОВ</b>                                                                             |            |
| <i>Т.И. Шакиров, И.Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                         | <b>293</b> |
| <b>60. ПРОБЛЕМАТИКА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОВ РЕМОНТА ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                                     |            |
| <i>Д.А. Шамсутдинов, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                      | <b>295</b> |
| <b>61. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ КОМПЕНСАЦИОННЫХ БЛОКОВ ЛИНЕЙНО-ПРОТЯЖЕННЫХ НАДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА</b>                              |            |
| <i>И.Н. Шахметов, Н.В. Чухарева, НИ ТПУ, г. Томск.....</i>                                                                                                      | <b>296</b> |
| <b>62. ПРИМЕНЕНИЕ ОХЛОДНОРЕЖУЩЕГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ РЕМОНТА ЛИНЕЙНЫХ И ПЛОЩАДНЫХ ОБЪЕКТОВ МН</b>                                                                    |            |
| <i>И. В. Шкутов, Е.Е. Яворская, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта.....</i>                                                             | <b>299</b> |
| <b>63. ВЛИЯНИЕ РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ПРОВОДИМОСТЬ И КОРРОЗИОННЫЕ СВОЙСТВА</b>                                                    |            |
| <i>Г.Н. Юнусова, Л.П. Худякова, Р.А. Харисов, И.Р. Фархетдинов, ООО «НИИ Транснефть», УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                    | <b>301</b> |
| <b>64. ВЛИЯНИЕ БИОЗАРАЖЕННОСТИ НЕФТИ НА ЛОКАЛИЗАЦИЮ ПРОЦЕССА КОРРОЗИИ ПОВЕРХНОСТИ МЕТАЛЛА НЕФТЕПРОВОДА</b>                                                      |            |
| <i>Г.Н. Юнусова, Л.П. Худякова, Р.А. Харисов, А.Д. Хажиев, И.Р. Фархетдинов, ООО «НИИ Транснефть», УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                       | <b>303</b> |
| <b>65. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОСФЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ</b>                              |            |
| <i>М.С. Ягдарова, С.Д. Барахнина, К.А. Маликова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                         | <b>306</b> |
| <b>66. ВЛИЯНИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ НА КРИТЕРИИ, ОПИСЫВАЮЩИЕ РЕАЛИЗАЦИЮ ХРУПКОГО МЕХАНИЗМА РАЗРУШЕНИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b> |            |
| <i>М.З. Ямилев, Е.А. Тигулев, ООО «НИИ Транснефть», УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                      | <b>308</b> |

## **СЕКЦИЯ**

### **«ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»**

|                                                                                                                         |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>1. УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛА УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПЛОЩАДИ ЯНГКМ</b> |            |
| <i>А.Ф. Арсланова, УГНТУ, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                         | <b>311</b> |
| <b>2. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ</b>                                                |            |
| <i>Л.А. Ахметшина, Т.Р. Фазлеев, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                 | <b>312</b> |
| <b>3. К ВОПРОСУ ВЫБОРА МЕТОДОВ И СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ НАСОСНОГО АГРЕГАТА</b>                             |            |
| <i>В.Р. Байбаков, Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                 | <b>314</b> |
| <b>4. ОЦЕНКА ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТВЁРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ</b>                                                       |            |
| <i>А.И. Байрамгулов, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                             | <b>315</b> |
| <b>5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН</b>                             |            |
| <i>Н.А. Бурмистров, И.Р. Байков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                 | <b>317</b> |
| <b>6. СНИЖЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b>                       |            |
| <i>Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                               | <b>319</b> |
| <b>7. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА</b>                                                         |            |
| <i>Г.Д. Васильев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                | <b>320</b> |



|                                                                                                                                                                         |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>8. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАБОТЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ПОИСКА УТЕЧЕК НА ГАЗОПРОВОДАХ НА ОСНОВЕ ДЕРЕВА СОБЫТИЙ</b>                                                    |            |
| <i>И.А. Гараев, В.А. Бычков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                     | <b>321</b> |
| <b>9. ПРИМЕНЕНИЕ РЕГУЛЯТОРОВ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ</b>                                                                |            |
| <i>Г.К. Дунюшкин, Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                | <b>324</b> |
| <b>10. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЭЛЕКТРОЛИЗА ВОДОРОДА НА ГАЗО-РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ ПРИ УТИЛИЗАЦИИ ЭНЕРГИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫМ АГРЕГАТОМ</b> |            |
| <i>А.Д. Зарецкий, Е.С. Овчинников, А.Е. Белоусов, СПбГУ, г. Санкт-Петербург.....</i>                                                                                    | <b>325</b> |
| <b>11. СИСТЕМА РАЗОГРЕВА И УДАЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ</b>                                                                                                 |            |
| <i>Е.Г. Ильин «АК «Транснефть», г. Москва, Р.А. Молчанова, Р.Р. Насыров, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                         | <b>326</b> |
| <b>12. ВЫБОР ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО РЕЖИМА РАБОТЫ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ</b>                                                                                                      |            |
| <i>М. М. Кологривов, В. П. Бузовский, ОНТУ, г. Одесса.....</i>                                                                                                          | <b>328</b> |
| <b>13. ГЕНЕРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА И ПРОИЗВОДСТВО ГИДРАТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ПУНКТАХ РЕДУЦИРОВАНИЯ</b>                                                                      |            |
| <i>М.Т. Липкан, Е.О. Ширмахер, СПбГУ, Санкт-Петербург.....</i>                                                                                                          | <b>330</b> |
| <b>14. ПРИМЕНЕНИЕ ВЛАЖНО-ПАРОВЫХ МИКРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК В ПАРОВОЙ КОТЕЛЬНОЙ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА ГАЗПРОМ ДОБЫЧА «НОВЫЙ УРЕНГОЙ»</b>                                      |            |
| <i>Д.Р. Максютлов, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                | <b>331</b> |
| <b>15. ВЛИЯНИЕ РЕГУЛИРОВКИ РЕЖИМА РАБОТЫ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ НА ИХ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ СБРОСАХ НЕФТЕПРОДУКТОВ</b>                                        |            |
| <i>Д.Р. Макулов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.....</i>                                                                                          | <b>332</b> |
| <b>16. ГЕНЕРАЦИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ</b>                                                                                |            |
| <i>В.В. Меркулов, А.Е. Белоусов, СПбГУ, г. Санкт-Петербург.....</i>                                                                                                     | <b>333</b> |
| <b>17. СПОСОБ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭТАНА</b>                                                                                                                                 |            |
| <i>Р.А. Молчанова, Д.Ф. Бикташев, Р.А. Гилемханов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                               | <b>335</b> |
| <b>18. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ БИОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ</b>                                                                                                                   |            |
| <i>Р.А. Молчанова, А.Д. Рожок, Э.А. Усманова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                    | <b>336</b> |
| <b>19. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛО-ВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ</b>                                        |            |
| <i>А.В. Мусаев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                  | <b>338</b> |
| <b>20. КОМПЛЕКСНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ, СОПРОВОЖДАЮЩИХ КОНВЕКТИВНО-ДИФфуЗИОННЫЕ ЯВЛЕНИЯ ПРИ РАЗДЕЛЕНИИ ДИСПЕРСНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД В ПОЛЯХ ВНЕШНИХ СИЛ</b>       |            |
| <i>Е.Э. Очиров, С.Н. Харламов, Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск.....</i>                                                    | <b>339</b> |
| <b>21. ПРИМЕНЕНИЕ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ АГРЕГАТОВ В КАЧЕСТВЕ ИСТОЧНИКА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ АВО ГАЗА ДКС НА УКПГ-15 УРЕНГОЙСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>        |            |
| <i>В.О. Смольников, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                              | <b>342</b> |
| <b>22. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА С КАЧЕСТВЕННО-КОЛИЧЕСТВЕННЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ</b>                                                                             |            |
| <i>А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                              | <b>344</b> |
| <b>23. МЕСТО ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ СРЕДИ ТРУБОПРОВОДНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ И СПГ</b>                                                                                            |            |
| <i>Б.Б. Таукеев, Р.Э. Гасымов, СПбГУ, г. Санкт-Петербург.....</i>                                                                                                       | <b>346</b> |
| <b>24. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА</b>                                                                                                  |            |
| <i>Т.Р. Фазлеев, Л.А. Ахметшина, О.В. Смородова УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                  | <b>347</b> |
| <b>25. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ</b>                                                                                                                      |            |
| <i>А.Р. Хакимов, И.Р. Байков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                    | <b>348</b> |
| <b>26. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ОТ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НПС</b>                          |            |
| <i>Ф.М. Хафизов, А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                | <b>351</b> |
| <b>27. ОЦЕНКА ЭКОНОМИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕРМОЧЕХЛОВ</b>                                                                              |            |
| <i>Ф.М. Хафизов, Р.А. Майский, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                   | <b>352</b> |
| <b>28. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ТРУДНОДОСТУПНЫХ РЕГИОНОВ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН</b>                                                                       |            |
| <i>Н.У. Хуррамова, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                               | <b>353</b> |

|                                                                                                                                                                                                                                                                     |            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>29. ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ КОТЕЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ПЛОЩАДКИ</b><br><i>И.Р. Шайхутдинова, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                   | <b>354</b> |
| <b>30. СПОСОБ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ</b><br><i>Е.О. Штанько, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.....</i>                     | <b>355</b> |
| <b>31. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛИЧЕСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ</b><br><i>Б.Э. Яваев, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                            | <b>357</b> |
| <b>32. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЦЕХА ПО ПЕРЕРАБОТКЕ МОЛОКА С. АРТАКУЛЬ КАРАИДЕЛЬСКОГО РАЙОНА</b><br><i>И.С. Якупов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                             | <b>359</b> |
| <b>33. РАСЧЕТНАЯ ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ НА ПОДОГРЕВАТЕЛЕ ГАЗА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ</b><br><i>В.В. Янчук, ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, А.С. Кузьбожжев, И.В. Шишкин, П.А. Кузьбожжев, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта .....</i> | <b>361</b> |

## **СЕКЦИЯ**

### **«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ»**

|                                                                                                                                                                                                                                                      |            |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>1. СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОЗДУХА В ПОЛОСТИ МЕЖДУ КОНИЧЕСКИМ КОРПУСОМ СИЛОВОЙ ТУРБИНЫ ДВИГАТЕЛЯ НК-14-СТ И ВНУТРЕННИМ КОРПУСОМ УЛИТКИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА ГПА-Ц-6,3</b><br><i>С.А. Астафьев, Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа.....</i> | <b>364</b> |
| <b>2. ЭМПИРИЧЕСКИЙ МЕТОД РАСПОЗНАВАНИЯ ГРУППЫ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ТРЕЩИН ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВИХРЕТОКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА</b><br><i>А.Т. Бакиев, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа.....</i>                                          | <b>365</b> |
| <b>3. КОМПЬЮТЕРНАЯ АПРОБАЦИЯ МЕТОДА ДИСТАНЦИОННОГО МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ НЕПРЕРЫВНОЙ ТЕНЗОМЕТРИИ</b><br><i>А.Р. Валеев, Б.Г. Харрасов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>             | <b>367</b> |
| <b>4. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПЕРЕВОДА ГПА НА РЕГЕНЕРАТИВНЫЙ ЦИКЛ</b><br><i>А.В. Вечкин, СамГТУ, г. Самара.....</i>                                                                                                                                            | <b>368</b> |
| <b>5. ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОТВОДОВ ВХОДНОГО (ВЫХОДНОГО) КОЛЛЕКТОРА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА МАГНИТНЫМ МЕТОДОМ КОНТРОЛЯ</b><br><i>А.Р. Габбасов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                        | <b>370</b> |
| <b>6. К КОНТРОЛЮ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА И СВАРНОГО ШВА ТРОЙНИКОВОГО СОЕДИНЕНИЯ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА</b><br><i>К.Т. Гасанов, Р.В. Загидуллин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                         | <b>372</b> |
| <b>7. УМЕНЬШЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ИЗНАШИВАЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В УЗЛАХ ГРС ОТ ФРЕТТИНГ-ПРОЦЕССА</b><br><i>О.Б. Дубинова, А.К. Прыгаев, Ю.С. Дубинов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.....</i>                                                | <b>373</b> |
| <b>8. РАСТРЕСКИВАНИЕ ТРУБОПРОВОДА ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ СТРЕСС-КОРРОЗИИ</b><br><i>Е.Ю. Зайкина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                                    | <b>375</b> |
| <b>9. ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ КАК СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ</b><br><i>Я.А. Копейкина, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                   | <b>377</b> |
| <b>10. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГПА-16Р «УФА» НА МЕТАНО-ВОДОРОДНОМ ТОПЛИВЕ</b><br><i>Е.А. Кормакова, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                    | <b>378</b> |
| <b>11. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОТОКА РАБОЧЕЙ СРЕДЫ НА МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЯХ</b><br><i>А.В. Латыпова, Н.У. Кужина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                     | <b>380</b> |
| <b>12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ФИЛЬТРОВ НА КОМПЛЕКСНЫХ ВОЗДУХООЧИСТИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ ПУТЕМ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЕРЕПАДОВ ДАВЛЕНИЙ</b><br><i>Е.А. Леонтьев, И.М. Руфанова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                | <b>381</b> |
| <b>13. АКУСТИКО-ЭМИССИОННЫЙ КОНТРОЛЬ МЕТАЛЛА И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ</b><br><i>Д.С. Никишов, Р.В. Загидуллин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                    | <b>382</b> |

|                                                                                                                                                                    |            |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>14. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ</b>                                                                                |            |
| <i>А.В. Новичков, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                             | <b>384</b> |
| <b>15. ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ УЗЛА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ГРС-3 «НОВО-АЛЕКСАНДРОВКА»</b>                                                         |            |
| <i>Р.М. Сафин, А.А. Галимов, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                               | <b>386</b> |
| <b>16. ВЛИЯНИЕ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ МЕТАЛЛА НА РЕЗУЛЬТАТЫ ВИХРЕТОКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА</b>                                                       |            |
| <i>Л.Ф. Сыртланова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                         | <b>387</b> |
| <b>17. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДИК ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ГАЗОВОГО ПРОСТРАНСТВА РЕЗЕРВУАРОВ ПРИ РАСЧЕТЕ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ «МАЛЫХ ДЫХАНИЙ»</b> |            |
| <i>А.И. Фаттахова, И.М. Руфанова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                           | <b>388</b> |
| <b>18. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ НА ГИДРАТЫ С ПОМОЩЬЮ СНАРЯДА</b>                                                                                         |            |
| <i>Р.А. Хамидуллин, Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                         | <b>390</b> |
| <b>19. МОДЕЛИРОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК НАСОСА НМ-10000-380</b>                                                                                                         |            |
| <i>А.А. Юлдашев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                            | <b>390</b> |
| <b>20. ПЕРЕНОСНОЙ СТАНОК ДЛЯ РЕМОНТА СЕДЕЛ КОРПУСОВ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ И ЗАДВИЖЕК</b>                                                                               |            |
| <i>В.Л. Юрьев, С.В. Старочкина, С.В. Перлов, АО НИИТ, г. Уфа, Р.Г. Рыскулов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                | <b>392</b> |
| <b>21. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КРУТИЛЬНЫХ КОЛЕБАНИЙ ПОРШНЕЙ ПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ НА ИХ ДВИЖЕНИЕ</b>                                                                      |            |
| <i>Р.Ф. Ярмухаметов, А.Н. Зотов, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                              | <b>394</b> |

## **СЕКЦИЯ**

### **«ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ»**

|                                                                                                                                     |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>1. ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВЛЕТЛЕННЫХ НЕФТЕСБОРНЫХ СЕТЕЙ ПУТЕМ СТРОИТЕЛЬСТВА ПЕРЕМЫЧКИ</b>                                                |            |
| <i>Р.Д. Абдуллин, П.В. Виноградов, УГНТУ, г. Уфа .....</i>                                                                          | <b>397</b> |
| <b>2. ИЗУЧЕНИЕ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ОБЪЕКТАХ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБ</b> |            |
| <i>Р.Г. Бикмасов, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва .....</i>                                                      | <b>398</b> |
| <b>3. АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                 |            |
| <i>П.В. Виноградов, УГНТУ, г. Уфа .....</i>                                                                                         | <b>400</b> |
| <b>4. ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПО ДАННЫМ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b>                                           |            |
| <i>Д.Ф. Гизатуллин, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                             | <b>402</b> |
| <b>5. ВОССТАНОВЛЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ МЕТОДОМ САНАЦИИ</b>                                                |            |
| <i>Д.Ф. Гизатуллин, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                             | <b>404</b> |
| <b>6 НАДЕЖНОСТЬ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ</b>                                                    |            |
| <i>Э.Р. Зайдуллаева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                         | <b>405</b> |
| <b>7. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ В КАЧЕСТВЕ ОСНОВАНИЯ ДЛЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                  |            |
| <i>Д. Р. Зарипова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                           | <b>406</b> |
| <b>8. ОПТИМИЗАЦИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО БОРЬБЕ С ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ И АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНИСТЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ</b>               |            |
| <i>Т.А. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                            | <b>408</b> |
| <b>9. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМБИНИРОВАННЫХ ТРУБ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>    |            |
| <i>И.В. Ишкереikin, АО «Самаранефтегаз», г. Самара .....</i>                                                                        | <b>409</b> |
| <b>10. ВЫЧИСЛЕНИЕ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ИХ РОЛЬ В ТЕРМИЧЕСКОМ СОПРОТИВЛЕНИИ ЛИНЕЙНОГО НЕФТЕПРОВОДА</b>          |            |
| <i>А.В. Козлов, А.О. Вотинова, Пермский национально исследовательский политехнический университет, г. Пермь.....</i>                | <b>411</b> |

|                                                                                                                                              |            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>11. ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУРОВ С ПОМОЩЬЮ ЗАКЛАДНЫХ ЛЕНТОЧНЫХ СКРЕБКОВ</b>                                                              |            |
| <i>Р.Н. Кунафин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                      | <b>412</b> |
| <b>12. ОЦЕНКА КРИТЕРИЕВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ В ТРУБОПРОВОДЕ</b>                                                              |            |
| <i>А.А. Мазитова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                     | <b>415</b> |
| <b>13. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ СОСТОЯНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ</b>                              |            |
| <i>А.Н. Молодова, М.А. Гуськов, В.В. Круглов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва..</i>                                     | <b>416</b> |
| <b>14. ИННОВАЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ</b>                                                                            |            |
| <i>А.А. Никулин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                      | <b>417</b> |
| <b>15. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                               |            |
| <i>Д.М. Овчаренко, С.О. Стрюк, А.М. Овчаренко, ТПУ, г. Томск.....</i>                                                                        | <b>418</b> |
| <b>16. КОРРОЗИОННОЕ ПОВЕДЕНИЕ ТРУБНЫХ СТАЛЕЙ В УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>                                                           |            |
| <i>Ф.Р. Сафаргалин, С.Ш. Абызгильдина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                | <b>420</b> |
| <b>17. НЕГАТИВНЫЕ ПРОЦЕССЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РЕСУРС ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ</b>                                                                     |            |
| <i>Ф.Р. Сафаргалин, С.Ш. Абызгильдина, УГНТУ, г. Уфа .....</i>                                                                               | <b>422</b> |
| <b>18. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>           |            |
| <i>П.Е. Шавишук, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                      | <b>424</b> |
| <b>19. УВЕЛИЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ТРАНСПОРТЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ</b>                                               |            |
| <i>С.А. Шамов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа.....</i>                                                                                        | <b>425</b> |
| <b>20. УТОЧНЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ШЕРОХОВАТОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗОСБОРНОЙ СЕТИ И ВНЕШНЕГО ТРАНСПОРТА НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b> |            |
| <i>С.А. Шамов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа.....</i>                                                                                        | <b>427</b> |
| <b>21. ИССЛЕДОВАНИЕ РАЗРУШЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА ПО ПРИЧИНЕ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ</b>                                       |            |
| <i>Р.Т. Шафики, С.В. Головин, А.О. Худяков.....</i>                                                                                          | <b>428</b> |
| <b>22. МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ. МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА</b>                                    |            |
| <i>Т.Р. Юсупов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                       | <b>431</b> |

# **ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ – 2021**

**Тезисы докладов  
XVI Международной учебно-научно-практической конференции  
(17-18 ноября 2021 г.)**