

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ - 2022



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

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ- 2022

**Тезисы докладов
XVII Международной научно-практической конференции
(17-18 ноября 2022 г.)**

**УФА
Издательство УГНТУ
2022**

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

К. Лангбауэр

В.К. Липский

Б.Н. Мастобаев

А.А. Мустафаев

А.О. Наумов

Лубош Новак

Р.У. Рабаев

А.Е. Сощенко

Е.В. Стефанюк

А.Л. Тимохин

В.К. Тянь

Р.Р. Хасанов

Ян Чень

А.М. Шаммазов

Ш.Г. Шарипов

Н.Н. Шманов

А.М. Щипачев

Т77 **Трубопроводный транспорт– 2022:** тезисы докладов XVII Международной научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022.– 407с.

ISBN 978-5-7831-2268-2

Представлены тезисы докладов международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2022», 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 978-5-7831-2268-2

© Оформление ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет», 2022

© Коллектив авторов, 2022



Уважаемые коллеги!

От имени руководства Уфимского государственного нефтяного технического университета рад приветствовать участников XVII Международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2022».

Конференция, проводимая в 17-й раз, отображает значимость трубопроводной отрасли, привлекая внимание разных участников процесса – от студентов до руководителей высшего звена предприятий и учебных заведений. Отрадно, что молодые студенты, аспиранты и ученые занимаются научной и научно-практической деятельностью, обмениваются опытом и полученные результаты применяют на дей-

ствующих объектах топливно-энергетического комплекса.

В 2022 году конференция посвящена юбилейным датам – 100-летию со дня рождения Березина Всеволода Леонидовича (ректор УНИ 1964-1970) и 75-летию со дня рождения Шаммазова Айрата Мингазовича (ректор УГНТУ 1994-2014). Примеры для подражания, дань уважения к которым не имеет границ. Их, несомненно, весомый вклад в развитие университета носит отражение и в настоящей деятельности УГНТУ – в материально-технической базе, научных трудах и сплоченном профессорско-преподавательском составе.

Конференция также посвящена 70-летию кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа» и 60-летию кафедры «Проектирование и строительство объектов нефтяной и газовой промышленности». Данные кафедры являются признанными лидерами, что отражается при подведении итогов деятельности подразделений УГНТУ.

Динамичному развитию кафедр факультета трубопроводного транспорта способствует наличие прочных производственных связей с профильными предприятиями топливно-энергетического комплекса России (прежде всего, ПАО «Транснефть» и ПАО «Газпром»), функционирование базовых кафедр на передовых предприятиях. 75-летие АО «Транснефть – Урал», многолетнего доброго и надежного партнера УГНТУ, придает ежегодной конференции еще большую значимость, поскольку работники компании – регулярные участники данного мероприятия.

Желаю коллективу преподавателей этих кафедр крепкого здоровья, долгих лет жизни и эффективной работы с большим научным запалом, а участникам конференции – успешных выступлений и интересного профессионального общения.

С уважением, ректор УГНТУ О.А. Баулин, 2022.

*Уважаемые участники конференции!
Дорогие коллеги!*

Приветствую вас на XVII Международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2022».

Наше мероприятие посвящается значимым событиям в истории нашего коллектива, профессионального сообщества и отрасли.

***100-летию** со дня рождения профессора, доктора технических наук, ректора Уфимского нефтяного института в 1964 – 1970 гг. **Березина Всеволода Сергеевича** – специалиста, известного по всей стране.*

***75-летию** со дня рождения профессора, доктора технических наук, академика Академии наук Республики Башкортостан **Шаммазова Айрата Мингазовича**. Талантливый ученый и руководитель, 20 лет возглавлявший УГНТУ, до сих пор упорно трудится на благо вуза.*

*Особое значение имеет **75-летие** нашего стратегического партнера – **АО «Транснефть – Урал»**. Подготовка специалистов высочайшего уровня, совместная работа на всех этапах этого непростого процесса (прохождение практик, участие в профильных конференциях, трудоустройство выпускников, корпоративные стипендии студентам и социальные выплаты для преподавателей, а также многое другое) – это неизменный залог успеха нашего тесного и взаимовыгодного сотрудничества.*

*Юбилей старейших кафедр УГНТУ – **70-летие** кафедре «Транспорт и хранение нефти и газа» и **60-летие** кафедре «Проектирование и строительство объектов нефтяной и газовой промышленности» - придают данному мероприятию еще большую значимость. Подготовка специалистов в области трубопроводного транспорта в УГТУ ведется с 1952 года.*

Хочу выразить вам благодарность за живой интерес к нашей конференции, вашу преданность нашему вузу и большой вклад в его развитие и репутацию, пожелать всем нам уверенного движения вперед, новых достижений и успехов в деле подготовки высококвалифицированных кадров для нефтегазовой отрасли!

*Председатель
оргкомитета конференции*



*академик Академии наук
Республики Башкортостан
профессор Р.Н. Бахтизин
2022*

К 100-летию со дня рождения Березина Всеволода Леонидовича



Инженер-механик, доктор технических наук, профессор, почетный академик АН РБ (1992), действительный член Международной академии информатики (1996), лауреат премии Совета Министров СССР (1983), Государственной премии Украинской ССР (1984), премии им. И. М. Губкина (1973, 1979), заслуженный деятель науки и техники РСФСР (1984), БАССР (1968), почетный работник Миннефтегазстроя СССР (1982) и РФ (1995), газовой промышленности СССР (1983), Нефтеснаба РСФСР (1987) и Минтопэнерго РФ (1995), почетный нефтяник РФ (1995). Награжден орденами Красной Звезды (1944, 1945), Трудового Красного

Знамени (1980), «Знак Почета» (1967, 1986), Отечественной войны II степени (1995), 17 медалями СССР, в том числе «За взятие Кенигсберга» и «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941—1945 гг.».

Всеволод Леонидович Березин родился 16.12.1922 в селе Ил-Рождественское (Тамбовская область) в семье служащего.

После окончания средней школы в сентябре 1940 г. поступил в Новосибирский институт Военных инженеров транспорта. В мае 1942 года в числе добровольцев был мобилизован в ряды Красной армии, участвовал в боях против немецко-фашистских захватчиков в составе I Украинского и III Белорусского фронтов, с войсками дошел до Германии. На войне его контузило, вследствие чего Всеволод Леонидович практически ослеп на один глаз. Также на фронте он получил серьёзное ранение в ногу, которое давало о себе знать всю последующую жизнь. За доблестное участие в боях ВОВ В. Л. Березин был отмечен командованием, награжден орденами и медалями.

В декабре 1946 г. В. Л. Березин демобилизовался из армии и через месяц поступил на механический факультет Московского Ордена Трудового Красного Знамени нефтяного института им. И. М. Губкина (МНИ) по специальности «Транспорт и хранение нефти и газа». В 1951 г. по окончании института с отличием В. Л. Березин был направлен в аспирантуру кафедры «Нефтяное металловедение», которую окончил в 1955 г., успешно защитив диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук на тему «Исследование

соединений магистральных нефтегазопроводов, выполненных электроконтактной сваркой».

После защиты диссертации В. Л. Березин некоторое время работал ассистентом кафедры «Металловедение и технология металлов» МНИ, а в феврале 1955 г. по направлению Министерства высшего образования СССР был назначен на должность старшего преподавателя кафедры «Технология металлов» Уфимского нефтяного института.

В августе 1955 г. на Всеволода Леонидовича было возложено исполнение обязанностей заведующего кафедрой «Технология металлов», а в мае 1957 г. он был утвержден в ученом звании доцента по кафедре «Технология металлов».

Работая на кафедре, В. Л. Березин читал лекции по дисциплинам «Сварка и монтаж резервуаров и трубопроводов» и «Металловедение и термическая обработка». Лекции Всеволода Леонидовича всегда отличались высоким качеством материала, живым и доходчивым изложением, всегда сопровождалось изложением последних достижений в области сварки и термической обработки металлов. Все это способствовало хорошему усвоению студентами нового материала, вызывало у них живой интерес к изучаемому предмету.

С первых лет работы в институте В. Л. Березин большое внимание придавал выполнению актуальных хозяйственных и госбюджетных научно-исследовательских работ. В 1955-1956 гг. им были выполнены две хозяйственные работы: «Исследование напряжений, возникающих при заварке таврового шва резервуара» и «Напряженное состояние резервуаров». Результаты последней работы, где расчетным и опытным путем определялась зависимость прочности металла резервуара от нагрузки и низких температур, были успешно внедрены в производство в Урало-Сибирском нефтепроводном управлении в виде отдельной инструкции по эксплуатации резервуаров в зависимости от времени года. Внедрение этой работы в Урало-Сибирском нефтепроводном управлении позволило избежать аварий резервуаров, изготовленных из кипящей стали, при низких температурах.

В последующие годы были выполнены и другие, не менее важные с научной и практической точки зрения работы. Среди них: «Исследование напряженного состояния трубы при капитальном ремонте нефтепродуктопроводов без остановки перекачки», «Применение новых материалов в нефтедобывающей промышленности» и многие другие. В. Л. Березин является основоположником современных технологий в области проектирования и сооружения строительных конструкций для транспорта и хранения нефти и газа. Научная деятельность В. Л. Березина была направлена на исследование сварных соединений магистральных нефтегазопроводов хрупкого разрушения действующих трубопроводов, исследование напряженного состояния резервуаров и нефтегазопроводов, разработке новой технологии ведения капитального ремонта трубопроводов и средств механизации, а также на разработку проблемы по применению синтетических полимерных материалов в нефтедобыче. Результаты научных исследований В. Л. Березина успешно внедрялись в нефтепроводных управлениях Главнефтеснаба РСФСР и на предприятиях нефтедобывающей промышленности. Исследования В. Л. Березина легли в основу новейших прогрессивных методов ремонта действующих магистральных трубопроводов. Результаты научно-исследовательских работ В. Л. Березина были неоднократно отмечены благодарностями и премиями МВО РСФСР и Министерства нефтедобывающей промышленности СССР. В 1968 г. В. Л. Березин был удостоен звания «Заслуженный деятель науки и техники Башкирской АССР».



В октябре 1956 г. В. Л. Березин был назначен деканом нефтемеханического факультета УНИ, совмещая обязанности заведующего кафедрой «Технология металлов». Как свидетельствуют архивные документы, в этот период на факультете значительно повысилась успеваемость и дисциплина студентов.

В сентябре 1957 г. В. Л. Березин был назначен проректором по учебной работе, а в ноябре 1964 г. - ректором Уфимского нефтяного института. Несмотря на большую загруженность на посту ректора института, В. Л. Березин не терял связи с кафедрой «Технология металлов и материаловедение» (ТМиМ), оставаясь научным руководителем большей части хоздоговорных и

госбюджетных тем. В 1967 и 1968 гг. им были опубликованы две монографии, обобщающие многолетние исследования коллектива возглавляемой им кафедры в области капитального ремонта трубопроводов без остановки перекачки и применения полимерных труб в нефтедобывающей промышленности.

В июне 1968 г. В. Л. Березин был избран профессором кафедры технологии металлов. В июне 1969 г. решением ВАК он был утвержден в ученом звании профессора по кафедре «ТМиМ». В 1970 г. Всеволод Леонидович защитил докторскую диссертацию на тему «Исследования напряженного состояния нефтепродуктопроводов при капитальном ремонте», ему была присуждена ученая степень доктора технических наук.

Будучи ректором УНИ, В. Л. Березин проделал большую работу по укреплению материально-технической базы института, совершенствованию учебного процесса, укреплению профессорско-преподавательского состава.

Александр Иванович Спивак (ректор УНИ-УГНТУ 1976-1994 гг.) вспоминал годы работы с Всеволодом Леонидовичем как творческие и деловые, считал Березина толковым руководителем, который доверял своим ближайшим помощникам, не вмешиваясь по мелочам в их работу, ведя общую, совместно выработанную линию. Преподавательский коллектив уважал Березина, который был вполне демократичен, укреплял кафедру грамотными кадрами.

К 1970 г. Уфимский нефтяной институт, по оценке Минвуза РСФСР, вошел в число вузов с грамотно организованным учебным процессом, серьезно поставленной научно-исследовательской работой и укомплектованным квалифицированными кадрами. Институт был готов решать самые сложные задачи, которые ставило перед ним время. Огромную роль в этих достижениях сыграл, безусловно, Всеволод Леонидович Березин.

Несмотря на крайнюю занятость административной деятельностью, Всеволод Леонидович оставался «действующим» ученым все годы работы в УНИ. Под его руководством были разработаны и внедрены методы повышения устойчивости нефтегазопроводов в обводнённых грунтах, бестраншейного строительства подводных переходов с помощью горизонтального бурения, разработаны новые конструкции анкеров при балластировке газопроводов Западной Сибири.

В 1970 г. Всеволод Леонидович Березин был переведен на должность директора Института повышения квалификации работников Миннефтегазстроя СССР в Москве (1970-1979 гг.), который функционировал тогда на базе МИНХ и ГП имени И.М. Губкина. Одновременно по конкурсу он был избран на должность заведующего кафедрой «Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ» МИНХ и ГП имени И.М. Губкина, на которой проработал до 1991 г.

В.Л. Березин пополнил коллектив уфимцев кафедры «Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ», где уже работали П.П. Бородавкин, Н.В. Бобрицкий, Б.В. Самойлов, Б.И. Ким. С приходом В.Л. Березина расширились взаимовыгодные связи кафедры с производственными предприятиями, возросли объемы научно-исследовательских работ; открылись новые актуальные для нефтяной и газовой промышленности специализации, увеличился объем научно-методической литературы, а также число выпускников специалистов высшей квалификации.

При кафедре была организована отраслевая лаборатория, научным руководителем которой был утвержден профессор В.Л. Березин, а руководителем – профессор В.И. Минаев. Без преувеличения можно сказать, что с приходом В.Л. Березина кафедра «Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ» стала настоящим стратегическим центром развития отраслевой науки.

С 1970 г. до 1978 г. под руководством профессоров В.Л. Березина и П.П. Бородавкина впервые в мировой и отечественной практике проектирования трубопроводов была разработана теория и методы оптимального проектирования магистральных нефтепроводов, газопроводов и нефтепродуктопроводов, которые учитывали всё многообразие природных условий вдоль трасс.

В 1975 г. в МИНХ и ГП на базе кафедры был образован Специализированный ученый совет по защите кандидатских, докторских диссертаций. Председателем был назначен проф. В.Л. Березин, который руководил им до 1990 г. Совет сыграл большую роль в повышении квалификации преподавательского состава высших учебных заведений нефтегазового профиля. С его участием защищали докторские диссертации ведущие учёные в области трубопроводного транспорта, которые ныне составляют ядро Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, Уфимского государственного нефтяного технического университета, Тюменского индустриального университета, Ухтинского государственного технического университета.

Березин В.Л. – автор более 400 печатных работ, в том числе 9 монографий, 54 авторских свидетельств и патентов на изобретения. Авторитет В.Л. Березина был общепризнан в научном сообществе и, что особенно важно, в нефтегазовой отрасли промышленности. Руководители министерств и предприятий ТЭК часто приезжали в институт, чтобы посоветоваться с учёным по различным вопросам.

В.Л. Березин был непубличным человеком. Немногословный, очень дипломатичный в общении, неизменно доброжелательный и всегда готовый помочь, с прекрасным чувством юмора. Он очень любил путешествовать по стране и

по миру, восхищался Италией и Крымом, обожал читать, особенно Чехова, собрал громадную библиотеку, часто ходил в театр.

О Березине редко писали. В архивах нет текстов его выступлений, докладов и речей. Везде выступали его ученики – он жил ими. Сегодня они составляют коллектив кафедр факультета трубопроводного транспорта РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и родственных кафедр Уфимского государственного технического университета.

В августе 2016 г. Всеволода Леонидовича не стало. Его богатырского здоровья хватило на долгую творческую жизнь. Его имя стало легендой, а сам Всеволод Леонидович вошёл в плеяду выдающихся нефтяников нашей страны.

К 75-летию со дня рождения Шаммазова Айрата Мингазовича

Президент Уфимского государственного нефтяного технического университета, профессор, доктор технических наук, академик АН Республики Башкортостан, заслуженный деятель науки Российской Федерации и Республики Башкортостан, лауреат двух премий Правительства Российской Федерации в области образования, ректор УГНТУ (1994 – 2014), президент АН РБ (2006 – 2011), Председатель Общественной палаты городского округа г. Уфа Республики Башкортостан, Почетный гражданин г. Уфы – далеко не полный перечень должностей, званий и достижений А.М. Шаммазова.



Айрат Мингазович Шаммазов родился 31 августа 1947 года в г. Уфе.

В 1966 г. Айрат Шаммазов закончил уфимскую школу № 10 с серебряной медалью и поступил в Уфимский нефтяной институт на специальность «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз».

С 1971 г. Айрат Мингазович работает инженером в отраслевой лаборатории трубопроводного транспорта Уфимского нефтяного института (УНИ).

С 1975 г., закончив аспирантуру и досрочно защитив диссертацию на соискание степени кандидата технических наук, преподает на кафедре высшей математики, а затем возвращается на кафедру «Транспорт и хранение нефти и газа» УНИ.

В 1985 г. Айрат Мингазович защищает докторскую диссертацию.

В 1986 г. А.М. Шаммазова избирают деканом инженерно-экономического факультета, а затем – деканом объединенного факультета экономики и автоматизации производств УНИ.

В 1989 г. Айрат Мингазович назначается проректором по учебной работе, в 1993 г. – проректором по экономическим вопросам, в 1994 – первым проректором вуза.



2006-2011 гг. – А.М. Шаммазов - Президент Академии наук Республики Башкортостан

В 1994, 1999, 2004, 2009 гг. А.М. Шаммазов избирался ректором Уфимского государственного нефтяного технического университета.

За 20 лет ректорской деятельности А.М. Шаммазова Уфимский государственный нефтяной технический университет заметно упрочил своё положение, неизменно занимая высокие места в рейтинге вузов Минобрнауки. Численность обучающихся возросла вдвое, превысив 18 000 человек. В университете обучались представители 56 субъектов РФ, и, в том числе, около 800 студентов из 44 стран мира.

Айрат Мингазович сделал много для развития материальной базы и социальной инфраструктуры УГНТУ. За время его ректорства построены учебно-жилищный комплекс ИДПО, жилой дом для сотрудников и преподавателей, спортивно-оздоровительный комплекс, значительно увеличены площади за счет присоединения новых учебных корпусов и реконструкции уже существующих. Студенческий городок УГНТУ более десяти лет занимает 1 место среди вузов Республики Башкортостан.

Благодаря усилиям Шаммазова А.М. в УГНТУ сложился научно-производственный комплекс, в составе которого действовало 5 научно-образовательно-технологических центров, 8 хозрасчетных научно-исследовательских лабораторий, 1 научно-исследовательский и проектный институт, 5 проектных групп при кафедрах, 5 докторских диссертационных советов по 15 специальностям.

Айрат Мингазович Шаммазов является крупным ученым в области механики сплошных сред, повышения эффективности, эксплуатационной надежности и экологической безопасности объектов транспорта и хранения нефти и газа. Результаты его научных исследований отражены более чем в 350 научных публикациях, в числе которых более 100 статей в рецензируемых изданиях, 15 монографий, 16 учебников, 53 патента на изобретения.

Среди учеников профессора А.М. Шаммазова 5 докторов и 14 кандидатов наук.

Важнейшее направление деятельности А.М. Шаммазова – интеграция науки, образования и производства, им были разработаны эффективные механизмы партнерства вузов с предприятиями и организациями. Благодаря проделанной под руководством А.М. Шаммазова работе УГНТУ сегодня сотрудничает с десятками предприятий на основании комплексных договоров, включающих позиции по развитию научно-исследовательской деятельности. Университет ведет целенаправленную работу по привлечению предприятий к предоставлению грантов на развитие научно-исследовательской деятельности.

Будучи талантливым и стратегически мыслящим руководителем, А.М. Шаммазов дважды был избран депутатом Государственного Собрания – Курултая Республики Башкортостан (1999, 2008 гг.). В настоящее время Айрат Мингазович – Председатель общественной Палаты г. Уфы. Его рабочий график расписан по минутам: прием граждан, планы, совещания, встречи, задачи. Всегда бодрый и улыбчивый, Айрат Шаммазов не собирается на покой.

«Для меня счастье – это не сиюминутное состояние, – говорит Айрат Мингазович, – это не отдых, не праздник, это востребованность. Счастье невозможно без труда».

75 лет АО «ТРАНСНЕФТЬ – УРАЛ»

С середины 40-х годов перспективным районом нефтедобычи в Башкортостане становятся окрестности города Туймазы. Железнодорожный и речной транспорт не справляются с доставкой растущих объемов нефти на переработку, и 7 января 1946 года было принято Постановление Совета народных комиссаров СССР о начале строительства первого магистрального нефтепровода «Туймазы – Уфа». Институт «Центрспецпроект» спроектировал нефтепровод протяженностью 182,8 километра, диаметром 350 миллиметров и пропускной способностью 2 млн тонн нефти в год (с возможностью дальнейшего расширения до 3 млн тонн в год).

В мае 1946 года была создана Дирекция строящегося нефтепровода «Туймазы – Уфа». Ее возглавил Давыд Александрович Черняев, к тому времени признанный специалист и авторитетный руководитель. После начала работы в 1947 году нефтепровода «Туймазы – Уфа» и создания для его эксплуатации Черниковской государственной союзной товарно-транспортной конторы Черняев был назначен директором предприятия. С 1997 по 2014 год предприятие носило имя Д.А. Черняева.

3 сентября 1947 года первая туймазинская девонская нефть поступила по новой магистрали на переработку в Уфу. Эта дата считается днем рождения АО «Транснефть – Урал» и системы магистральных нефте- и продуктопроводов Урало-Сибирского региона.

В 1948 году Второе Баку обеспечивал уже четверть от общей добычи нефти в стране. Объемы добычи и переработки стали превышать потребности самого региона, а значит, нефть и нефтепродукты необходимо было транспортировать в другие области. Стали нужны новые трубопроводы.

В 1949 году был разработан проект второго магистрального нефтепровода «Туймазы – Уфа». Его прокладывали по трассе первого, что позволяло вводить новую магистраль в строй отдельными участками в качестве лупингов. 30 сентября 1950 года второй нефтепровод «Туймазы – Уфа» был введен в эксплуатацию.

Быстрыми темпами развивалась в Башкортостане не только нефтедобыча, но и нефтепереработка. Требовалось организовывать доставку нефтепродуктов потребителям, а значит, продолжать развитие сети магистральных трубопроводов. В 1947 и 1948 годах Совет Министров СССР поставил задачу строительства магистрального продуктопровода «Уфа – Омск» диаметром 350 миллиметров. В 1949 году в Главнефлесбыте Миннефтепрома было создано Управление по строительству бензопровода. В 1954 году строительство линейной части продуктопровода общей протяженностью 1 176 километров было закончено. Пропускная способность продуктопровода достигла проектной величины – 2 млн тонн.

Позже постановлением правительства решено было увеличить пропускную способность продуктопровода на участке Уфа – Челябинск до 3,9 млн тонн в год, на участке Челябинск – Омск – до 3,5 млн тонн. Для этого были построены еще пять перекачивающих станций, с их вводом завершилось строительство всего комплекса сооружений продуктопровода «Уфа – Омск».

Пятилетний план 1951–1955 годов предписывал довести к концу пятилетки ежегодный объем добычи нефти в Башкортостане до 18 млн тонн. Нарастали мощности действующих НПЗ, строились новые – в Омске, Иркутске и Павлодаре. В феврале 1952 года началось строительство нефтепровода «Туймазы – Омск».

Кроме того, на востоке страны готовилось активное освоение целинных земель. Для этого требовалось огромное количество техники, а значит – и топлива. Поэтому уже в декабре 1953 года институт «Гипротранснефть» представил проект продуктопровода на участке Уфа – Челябинск диаметром 500 миллиметров и пропускной способностью 5 млн тонн в год. Для ускорения перекачки дизтоплива на восток использовали и построенный к концу 1954 года участок Уфа – Челябинск первого нефтепровода «Туймазы – Омск», для перекачки дизельного топлива была выделена часть агрегатов НПС «Черкасс».

В 1957 году началось строительство второго нефтепровода «Туймазы – Омск» на 13 млн тонн нефти в год с диаметром трубы 700 миллиметров и семью насосными станциями. В дальнейшем мощности этих нефтепроводов были увеличены за счет строительства дополнительных перекачивающих станций. В 1959 году завершилась прокладка второго продуктопровода «Уфа – Петропавловск».

Последней магистралью на восток стал третий нефтепровод «Туймазы – Омск» диаметром 800 миллиметров – его линейная часть на участке Субханкулово – Черкассы была сдана в эксплуатацию в 1962 году.

Сооружение и пуск в последующие годы нефтепроводов «Шкапово – Ишимбай», «Шкапово – Субханкулово», «Ишимбай – Орск», «Туймазы – Омск – Новосибирск», «Калтасы – Чекмагуш – Салават», «Калтасы – Уфа» и продуктопроводов «Уфа – Омск», «Уфа – Петропавловск» позволили освоить месторождения в Шкапово, Арлане, Чекмагуше, быстро развивать нефтедобычу и нефтепереработку.

Указом Президиума Верховного Совета СССР от 17 марта 1966 года за досрочное выполнение семилетнего плана по транспорту нефти и нефтепродуктов, высокоэффективное использование магистральных нефтепроводов Урало-Сибирское нефтепроводное управление (ныне АО «Транснефть – Урал») было награждено орденом Трудового Красного Знамени.

В 1967 году коллектив предприятия за победу в социалистическом соревновании в честь 50-летия Великой Октябрьской социалистической революции награжден памятным знаменем Верховного Совета РСФСР, Совета Министров РСФСР и ВЦСПС, которое оставлено на вечное хранение как символ трудовой доблести коллектива.

В 1970 году произошло разделение мощностей по транспортировке нефти и нефтепродуктов – причиной стала необходимость создания новой, более гибкой и оперативной системы управления постоянно расширяющимся производством. В результате продуктопроводчики были выделены в самостоятельное предприятие, которое успешно работало более 30 лет. Но в 2014 году, в результате реорганизации, продиктованной новыми экономическими реалиями, два предприятия были вновь объединены.

Самыми крупными стройками 70-х годов стали магистральные нефтепроводы «Усть-Балык – Курган – Уфа – Альметьевск» (УБКУА) и «Нижневартовск – Курган – Куйбышев» (НKK), которые вот уже почти полвека обеспечивают транспортировку нефти с месторождений Западной Сибири в западном направлении. УБКУА был действительно крайне трудным объектом: протяженность составляла 1812 километров, диаметр – 1220 миллиметров. Ход строительства контролировал лично Председатель Совета Министров СССР Алексей Косыгин. Персональная ответственность за своевременный ввод в действие нефтепровода УБКУА на участке Курган – Альметьевск была возложена на руководителя Управления Урало-Сибирскими магистральными нефтепроводами (ныне АО «Транснефть – Урал») Шауката Нурлигаяновича Ахатова. Строители справились с задачей, нефтепровод был сдан вовремя. В

1976 году с опережением графика был введен в эксплуатацию и нефтепровод НКК.

В 1976 году был введен в эксплуатацию и крупнейший нефтепродуктопровод – «Уфа – Западное направление», по которому производимые на уфимских НПЗ нефтепродукты отправлялись в другие регионы страны и на экспорт.

В АО «Транснефть – Урал» был разработан и внедрен целый ряд технологий, которые в дальнейшем нашли применение в отрасли.

В 1970-е годы была разработана и внедрена технология перекачки вязкой нефти в смеси с маловязким углеводородным разбавителем. Технология была удостоена серебряных медалей ВДНХ СССР. В начале 1970-х годов впервые в стране на нефтепроводе ТОН-2 внедрена высокоэффективная телемеханизированная система ТМ-200. В 1973 году на ЛПДС «Юргамыш» и «Нурлино» впервые в общесоюзной практике освоены крупногабаритные резервуары емкостью 20 тысяч кубометров. С 1994 года внедрена технология инспекции действующих нефтепроводов с помощью внутритрубных приборов и акустико-эмиссионная диагностика металлических резервуаров. В середине 1990-х годов начато внедрение систем контроля утечек на подводных переходах нефтепроводов через судоходные реки, систем оперативного контроля объема перекачиваемой нефти и других.

В 2014-2017 годах реализован целый ряд инвестиционных проектов:

- «Реконструкция объектов магистральных нефтепроводов “ТОН-1” и “ТОН-2” для организации транспортировки высокосернистой нефти» (2014);
- «Реконструкция системы магистральных трубопроводов ОАО “АК “Транснефть” для обеспечения приема до 1,8 млн тонн нефтепродуктов в год от ЗАО “Антипинский НПЗ”» (2015);
- «Развитие системы магистральных нефтепродуктопроводов для перекачки дизельного топлива в направлении порта Приморск» (2015, 2017).

АО «Транснефть – Урал» и сегодня остается полигоном для освоения и внедрения новых решений. В частности, в 2019 году предприятие перешло на использование Единой системы диспетчерского управления (ЕСДУ), в 2022 году начата эксплуатация Единой лабораторной информационной системы (ЕЛИС).

АО «Транснефть – Урал» и компания «Транснефть» в целом активно сотрудничают с УГНТУ. Взаимодействие охватывает множество направлений: от оснащения лабораторий до прохождения студентами практики на объектах акционерного общества и защиты выпускниками дипломных проектов в стенах предприятия. С 2001 года лучшим студентам факультета трубопроводного транспорта выплачиваются корпоративные стипендии ПАО

«Транснефть», с 2014 года преподавателям факультета вручаются сертификаты о социальных выплатах (эти средства направляются на проведение исследований, подготовку научных публикаций и решение других задач, результаты которых помогут улучшить учебный процесс).



*Вручение дипломов выпускникам факультета трубопроводного транспорта
В центре – генеральный директор АО «Транснефть - Урал» Р.Н. Ковалев*

АО «ТРАНСНЕФТЬ – УРАЛ» СЕГОДНЯ

9500 работников

8 200 км магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

180 резервуаров для нефти и нефтепродуктов

1 800 000 кубометров – объем резервуарного парка

Транспортировка около 130 млн тонн нефти и нефтепродуктов в год

Работа в 7 регионах России и в Северном Казахстане

СЕКЦИЯ
«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

К 70-летию кафедры ТХНГ...
Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа

24 июня 1952 года в Уфимском государственном нефтяном техническом университете (УГНТУ) по приказу Министерства высшего образования СССР была организована кафедра «Транспорт и хранение нефти и газа». Семьдесят лет по меркам трубопроводчиков - совсем небольшой период, но за это время был пройден огромный путь становления. Сохраняя богатые традиции, созданные несколькими поколениями известных всей стране ученых, таких как Яблонский В.С., Новосёлов В.Ф., Абузова Ф.Ф., Тугунов П.И., Шаммазов А.М., кафедра продолжает уверенно двигаться вперед, активно развиваться, реализовывать прорывные проекты.

Сегодня ТХНГ – это выпускающая кафедра, одна из старейших в УГНТУ. Здесь ведется обучение по 8 направлениям подготовки, порядка 760 студентов из разных регионов страны и зарубежья получают высококлассное инженерное образование, навыки производственной и научно-исследовательской деятельности. Профессорско-преподавательский состав кафедры составляет 52 сотрудника и преподавателя, среди которых 7 профессоров; средний возраст работника – 42 года.



Коллектив кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа»

Коллектив кафедры – это уникальный прочный сплав молодости и опыта, здесь работают как известные ученые, профессионалы своего дела, так и молодые, энергичные начинающие специалисты, которые успешно защищают кандидатские и докторские диссертации по направлению своих исследований, регулярно подают заявки и получают гранты российских научных фондов, президентских и федеральных программ. Только за последние 10 лет коллективом преподавателей, исследователей, аспирантов и студентов, работающих на кафедре ТХНГ, было реализовано порядка 20 грантов республиканского и федерального значения, а за последние 5 лет сотрудниками кафедры ТХНГ опубликовано свыше 300 научных статей и патентов.

Кафедра ТХНГ гордится своими выпускниками, которые работают практически во всех регионах Российской Федерации и далеко за ее пределами. Как правило, выпускники кафедры занимают ключевые посты в организациях по перекачке нефти и газа: генеральные директора, главные инженеры, ведущие специалисты отрасли. Многие выпускники избрали своей работой научно-педагогическую деятельность, они – кандидаты и доктора технических наук, известные профессора, академики, изобретатели.

Для коллектива ТХНГ главное – качество образования, основными составляющими которого являются детально продуманная учебная программа и тесная связь образования с производством. Ключевые партнеры, компании-работодатели, в числе которых ПАО «Транснефть», ПАО «Газпром», СП «Вьетсовпетро», «Рексоник» и АО «Мега», Юго-западный нефтяной университет г. Ченгзу, «Saline Water Conversion Corporation» активно участвуют в совершенствовании действующих учебных планов и рабочих программ дисциплин специальностей.

Кафедра транспорта и хранения нефти и газа – это флагман международного сотрудничества факультета трубопроводного транспорта и университета в целом. Именно на ТХНГ запущена полноценная совместная магистерская образовательная программа двойных дипломов УГНТУ и Леобенского горного университета (Австрия), выпускники которой востребованы как в Австрии, так и в России. Программа позволяет получить основательные знания и компетенции в тех областях, которых в австрийском образовании нет: трубопроводные системы и системы хранения не только углеводородов, но и



любых энергоресурсов в принципе. В настоящее время по этой программе выпущено 25 магистров.

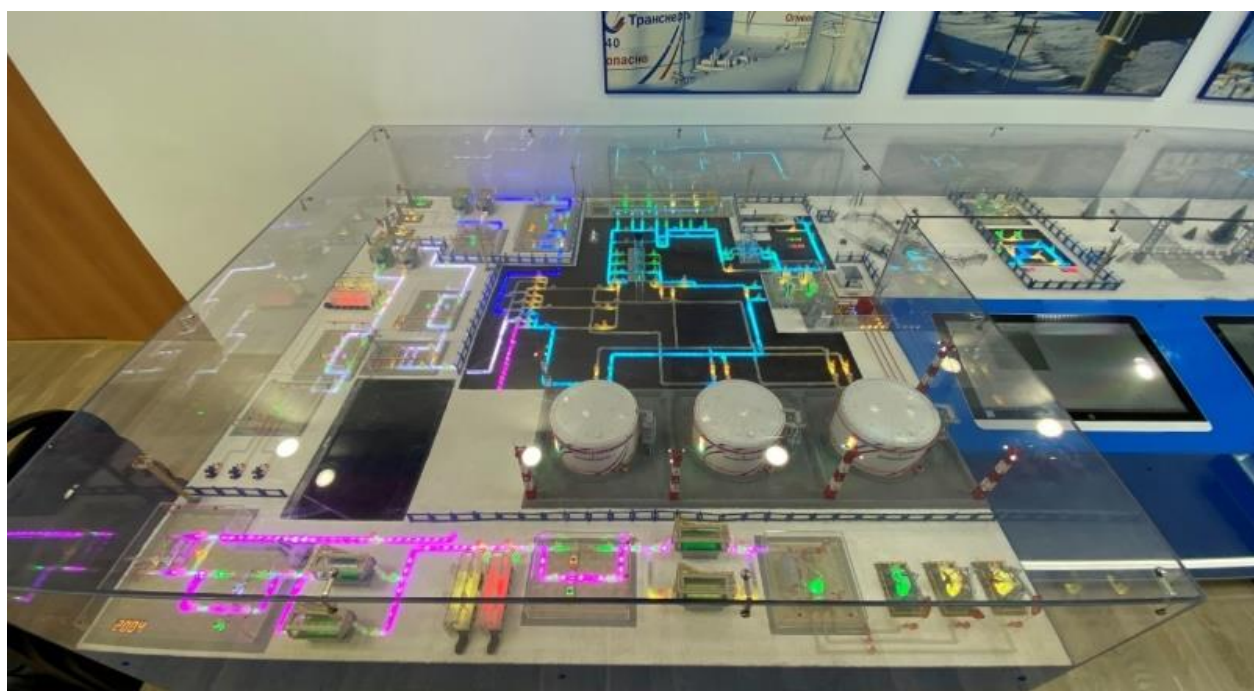
ТХНГ – одна из крупнейших кафедр УГНТУ. Ежегодно здесь выпускается более 200 человек: бакалавры, магистры и аспиранты. Наши выпускники успешно защищают дипломные проекты и магистерские диссертации на выездных защитах в АО «Транснефть-Урал» и ООО «Газпром трансгаз Уфа», демонстрируя высокий уровень знаний и подтверждая качество полученного образования.

Научно-исследовательская работа является одним из самых важных векторов развития кафедры

На текущий момент в составе кафедры работают председатели двух диссертационных советов Бахтизин Р.Н. и Мастобаев Б.Н.

При поддержке профильных предприятий, таких как ПАО «Транснефть» и ПАО «Газпром» на кафедре ТХНГ открываются и оснащаются самым современным оборудованием специализированные лаборатории, работает базовая кафедра «Транспорт и хранение нефти и газа» в ООО «Газпром трансгаз Уфа». Распределение студентов для прохождения ознакомительных, производственных и преддипломных практик позволяет выполнять научно-исследовательскую работу обучающихся по актуальным тематикам, благодаря чему студенты успешно выступают на конференциях, участвуют в выставках.

Все достижения кафедры – это огромный многолетний труд сплоченного коллектива ТХНГ, выпускников кафедры, руководства факультета трубопроводного транспорта и УГНТУ в сотрудничестве с нефтегазовыми предприятиями, которые всецело поддерживают образовательные и научные инициативы коллектива.



АНАЛИЗ ОБЩИХ ПРОБЛЕМ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Э.Р. Абзалов, УГНТУ, г. Уфа

Для выполнения капитального ремонта газогазонефтепроводов применяют следующие методы производства ремонта [1, 2]:

- ремонт трубопровода в траншее с подкопкой под трубу;
- ремонт трубопровода с подъемом и укладкой его на берме траншеи;
- ремонт трубопровода на берме траншеи (с разрезкой трубы);
- ремонт трубопровода с подъемом и укладкой на лежки в траншее;
- ремонт трубопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующему трубопроводу.

Мы произвели комплексное сравнение существующих технологических схем производства ремонтных работ на трубопроводах, результаты которого были сведены в таблицу 1.

Таблица 1 - Критерии оценки технологических схем ремонта трубопроводов

Технологическая схема ремонта	Критерии эффективности				
	технологичность	комплексная механизация	поточность	сохранение прочности сварных стыков	экономический эффект
в траншее с подкопкой под трубу	-	-	-	+	не эффективен
с подъемом и укладкой его на берме траншеи	+	+	-	-	не эффективен
на берме траншеи (с разрезкой трубы)	+	+	+	-	не эффективен
с подъемом и укладкой на лежки в траншее	+	+	+	-	эффективен для нефтепроводов
с прокладкой новой нитки параллельно действующему трубопроводу	-	+	+	+	не эффективен

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мустафин, Ф.М. Основы технологии капитального ремонта подземных трубопроводов / Ф.М. Мустафин, Х.А. Азметов. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2018. - 199 с.
2. Аникин, Е.А. Эффективные методы ремонта магистральных трубопроводов / Е.А. Аникин, Р.Д. Габелая, В.В. Салюков. - М.: ИРЦ «Газпром», 2001. – 77 с.

АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Х. Алмнезел, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва

Аварийные ситуации на нефти-газопроводах могут возникать, когда в системе возникают ряд отказов - как в самом трубопроводе, так и в системах, используемых для контроля и защиты трубопровода. Для предотвращения требуется анализ аварийности для прогнозирования опасностей на всех уровнях, таким образом, повышать качество контроля трубопроводов, снижать количество аварий и обеспечить защиты на высоком уровне.

Анализ риска аварии - процесс идентификации опасностей и оценки риска аварии на опасном производственном объекте те для отдельных лиц или групп людей, имущества или окружающей природной среды [1].

Для выявления динамики аварий, в том числе под влиянием современных мер безопасности, была проанализирована Статистика аварий, в России[2], Европе[3] и Британии [4], позволившая получить значительные статистические данные по основным факторам, ответственным за развитие аварий.

Статистика аварий на магистральных трубопроводах ведется на государственном уровне в соответствии с национальным законодательством:

- Ростехнадзор (Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору). [2]
- EGIG, (European Gas pipeline Incident data Group) .[3]
- UKOPA. (United Kingdom Onshore Pipeline Operators' Association) .[4]

Просматриваем динамику аварийности на объектах транспорта нефти и газа в России [2], Европе[3] и Британии [4] представлены за 2009–2020 годы на графике 1 и 2.



Рисунок 1 – Динамика аварийности в России

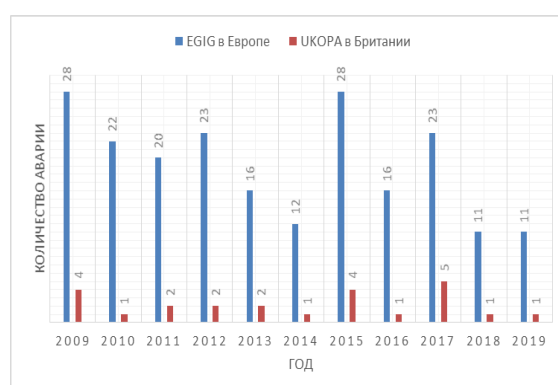


Рисунок 2 – Динамика аварийности в Европе и Британии

Из графиков следует, что количество аварий, определенный в Европе выше чуть чем в России, но можно сказать что находятся на одном уровне, а в Британия меньше всего. В целом количество аварий в России и Европе снижается, и средняя частота аварий, показано в таблице 1.

Таблица 1 – Средняя частота аварий трубопроводов.

Регион	Период	Частота аварий, ав./1000 км в год	Источник
Европа	2010-2019	0,129	EGIG[3]
Британия	2009-2019	0,084	UKOPA[4]
Россия	2009-2019	0.054	Ростехнадзор[2]

По результатам анализа аварий на МТ были определены основные факторы, обуславливающие возникновение аварий на магистральных трубопроводах, но в большинстве баз данных используется различная классификация повреждений. Таким образом, таб.2 является наиболее близкой формой сравнения.

Таблица 2 – Сравнение частоты отказ трубопроводов.

Частота, (/1000 км в год)	Европа (2010-2019)	Британия (2015-2019)	Россия (2015-2019)
Внешнее воздействие	0,035	0,017	0,008
Дефекты оборудования/материала	0,020	0,009	0,042
Коррозия	0,034	0,017	0,15
Природное воздействие	0,020	---	---
Другое	0,019	0,041	---

В результате анализа статистических данных по авариям трубопроводов в России, Европе и Британии были определены количество и факторы возникновения аварии, однако анализ динамики аварий свидетельствует о снижении количества регистрируемых аварий.

Изучение статистических данных позволит ценить уровень потенциальной опасности трубопроводов, однако разница в результате в России, Европе и Британии показывает, что официальная статистика аварий и анализ риска в одной стране не решают всех задач предупреждения аварий, и для предотвращения требуется новая методология оценки безопасности для постоянного прогнозирования опасностей на всех уровнях, что позволяет повышать качество контроля трубопроводов, снижать количество аварий и обеспечить защиты на высоком уровне.

Так же выявлено, что доля аварий, связанных с коррозией остается достаточно высокой, чтобы свидетельствовать о необходимости более надежное решение для защиты от коррозии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов утв. Постановлением № 30 Госгортехнадзора России от 10.07.2001. - 5 с.
2. Годовые отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2020 году// Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.gosnadzor.ru>.
3. EGIG - European Gas Pipeline Incident Report Group (2020). "11th Report of the European Gas Pipeline Incident Group 1970-2019". [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.egig.nl>.
4. UKOPA - Pipeline Product Loss Incidents and Faults Report (1962 – 2019). Report Number: UKOPA/RP/21/001. [Электронный ресурс]. - Режим доступа <https://www.ukopa.co.uk/>.

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ПРИ ТРУБО- ПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

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

Предлагаемая модель учитывает деградацию присадок по мере движения. Процесс деградации характеризуется распадом ассоциатов по мере их движения по трубопроводу. Максимальный распад ассоциатов происходит до размеров самих макромолекул, из которых состоит противотурбулентная присадка. Таким образом эффективность действия присадки снижается по мере движения по трубопроводу [1, 2, 3, 4].

Экспериментально наблюдаемая зависимость приращения объёмного расхода от концентрации описывается кривой с максимумом при значении концентрации, равной некоторой оптимальной для каждого образца полимера. Это кажущееся противоречие между зависимостями объясняется тем, что при достижении клубки с иммобилизованным растворителем начинают соприкасаться, и последующий рост концентрации приводит к их взаимному деформированию, т.е. сжатию клубков.

Для того, чтобы учесть взаимное сжатие клубков при увеличении концентрации ПТП была модифицирована формула [1], добавив зависимость объёма клубка от концентрации противотурбулентной присадки. В первом приближении, зная оптимальную концентрацию и следующую концентрацию, при которой начинается снижение гидравлической эффективности ПТП, можно воспользоваться известной функцией ошибок (функция Лапласа или интеграл вероятности).

Используя вышеуказанные зависимости можно получить модель, в которой будет учитываться наличие оптимальной концентрации. На Рисунке 1 представлен пример расчета модели уравнений на графике эффективности ПТП от концентрации.

В магистральных трубопроводах малые напряжения сдвига, которые не влияют на деградацию противотурбулентной присадки [1], соответственно была усовершенствована формула, указанная в работе [3], заменив изменение молекулярной массы ПТП по длине на снижение объема ассоциатов в процессе сдвигового течения.

Для суспензионных присадок наблюдается рост эффективности присадки в начале участка трубопровода. Это связано с тем, что в виде суспензии присадка находится в насыщенном состоянии и объем клубков сжат до предельного значения. При попадании суспензии в трубопровод объем ассоциатов увеличивается.

В труде [4] было доказано, что ввиду малых значений напряжений сдвига на магистральных трубопроводах молекулярная масса ПТП не может уменьшаться, соответственно в модели учитывается зависимость эффективности действия ПТП от объема образующихся ассоциатов, т.е. по мере воздействия на ас-

социаты сдвигового течения, из-за распутывания клубков, наблюдается уменьшение эффективности действия ПТП.

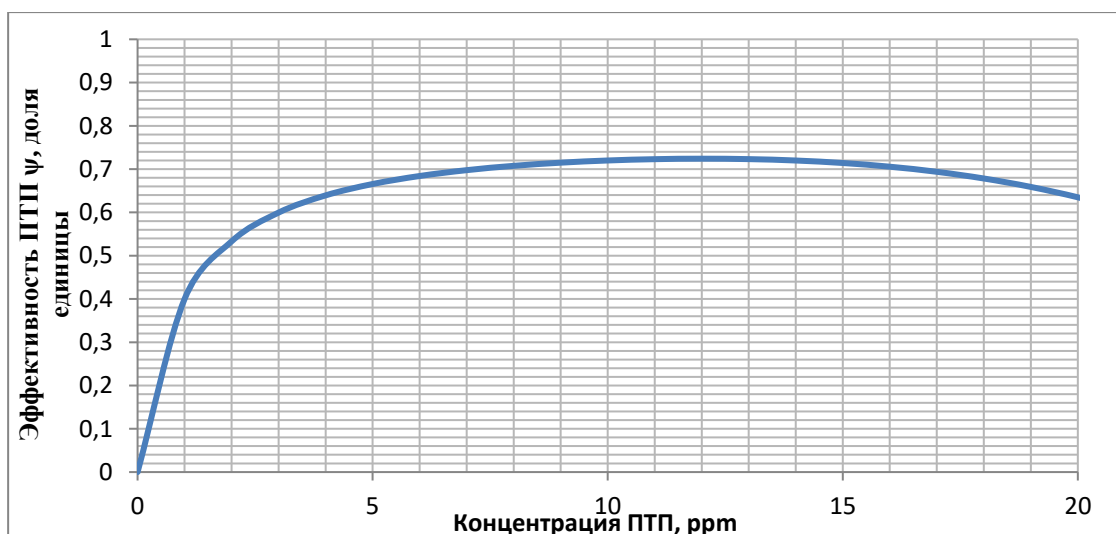


Рисунок 1 – Математическая модель по уравнениям (2-4), которая учитывает наличие оптимальной концентрации ПТП

В математической модели реализуется следующий механизм действия присадки:

- эффективность присадки гиперболически повышается с ростом концентрации и объема ассоциатов до максимально возможного значения, коэффициенты гиперболы зависят от режима перекачки и эта зависимость определяется по результатам лабораторных исследований и опытно-промышленных испытаний и неизменна для среды ПТП-растворитель.

- в процессе течения происходит два конкурирующих процесса: снижение объема ассоциатов в результате сдвигового течения, характеризующийся скоростью распада ассоциатов и их набухание и/или растворение в начальный момент ввода реагента, характеризующийся коэффициентом набухания.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Нанотехнологии для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов / Р. Н. Бахтизин, М. М. Гареев, Ю. В. Лисин, В. Н. Манжай, Б. Н. Мастобаев, В. Г. Несын, Р. З. Сунагагуллин ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Институт дополнительного профессионального образования. – Санкт-Петербург: Недра, 2018. – 347, [4] с. – Библиогр.: с. 316–347 (388 назв.). – 500 экз. – ISBN 978-5-905153-95-2.
- 2 Ridao, M.A. Optimal use of DRA in oil pipelines / M.A. Ridao // Proc. IEEE System, Man and Cybernetics '04, The Hague, Oct. 10-13, 2004.
- 3 Седов Л. И., Васецкая В.А., Иоселевич В.А., Пилипенко В.Н. О снижении гидродинамического сопротивления добавками полимеров //В кн. Механика турбулентных потоков. -М.: Наука, 1980. - С. 7-29.
- 4 Манжай, В. Н. Деградация полимерных растворов при турбулентном течении в цилиндрическом канале / В.Н. Манжай, Ю.Р. Носикова, А.В. Абдусалямов // Журнал прикладной химии. – 2015. – Т. 88, № 1. С. 124-130.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СУТОЧНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ СТАНЦИЯМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ВРЕМЕННЫХ РЯДОВ И НЕЙРОСЕТЕВЫХ МОДЕЛЕЙ

Д.М. Артёмов, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва

Единая система газоснабжения России – одна из крупнейших энергетических систем в мире. Для создания средств расчетной и информационно-аналитической поддержки для принятия рациональных технических решений по управлению и развитию такой сложной системы разработаны и внедрены различные программные комплексы. Одним из необходимых параметров является обоснованный прогноз потребления газа. В соответствии с целями исследования и уровнем заблаговременности применяются разные методы прогнозирования.

В данной работе рассмотрено суточное газопотребление одной из существующих газораспределительных станций (ГРС) и показано сравнение прогнозов суточного газопотребления ГРС с использованием методов статистического анализа временных рядов и нейросетевых моделей. В качестве модели статистического анализа исследована SARIMA. В качестве нейросетевой модели – нейронная сеть прямого распространения (FNN).

В таблице 1 приведены метрики работы моделей: информационный критерий Акаике (AIC) и среднеквадратическая ошибка (RMSE). Прогнозирование выполнялось на 7 суток вперед. Лучшие результаты показала модель FNN.

Таблица 1 – Результаты прогнозирования газопотребления ГРС на 7 суток

Модель	AIC	RMSE (7 сут.)	
		млн $\frac{м^3}{сут.}$	%
FNN	4075	0,01015	2,207
SARIMA(5,0,1)(2,0,0)(14)	4448	0,01133	2,464

Разработка и обучение модели FNN выполнено с помощью фреймворка TensorFlow. Для обучения FNN использовались данные газопотребления ГРС за предшествующие 4,5 года. При построении модели нейронной сети выполнен поиск оптимальной комбинации следующих основных гиперпараметров: размерность входного слоя, количество и размерность скрытых слоев, размер партии (батча) данных. Для каждой комбинации гиперпараметров выполнено до 1000 эпох обучения.

В качестве графической иллюстрации работы модели FNN приведён прогноз газопотребления на 7 суток (рисунок 1).

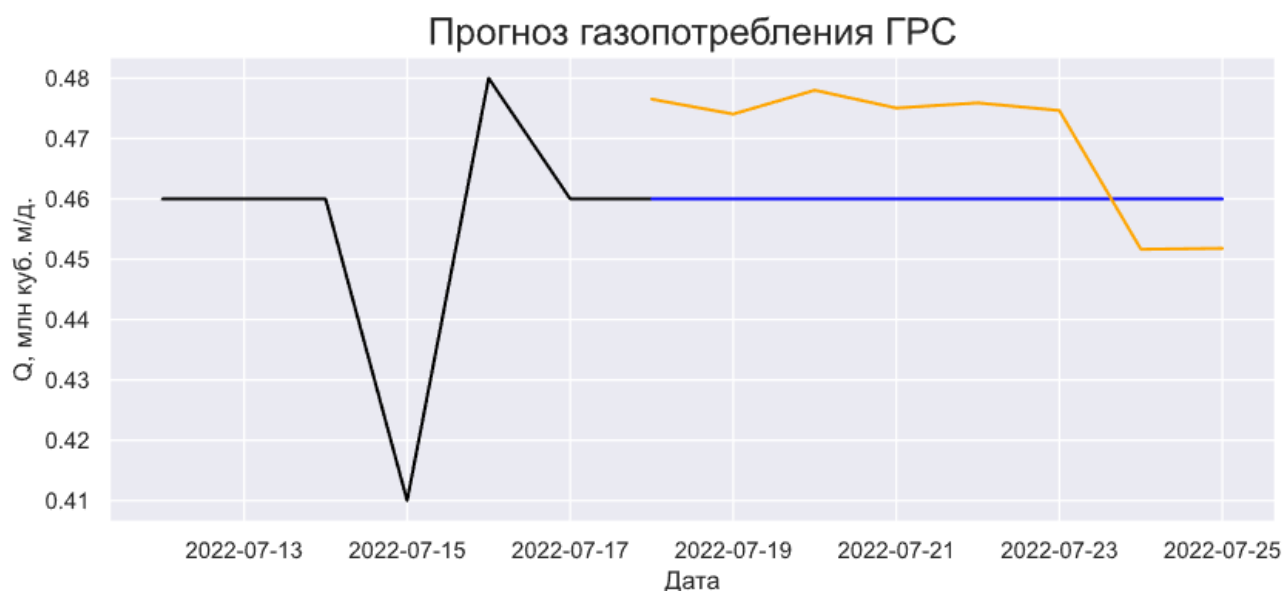


Рисунок 1 – Прогноз газопотребления ГРС на 7 суток по модели FNN

Нужно понимать, что рассмотренные модели чувствительны к выбросам и аномалиям [1], что пока не учитывалось в данной работе. Также дальнейшее исследование предполагает обучение рекуррентных нейронных сетей (RNN), рассмотрение выборки ГРС, типирование, а также учёт времени обучения моделей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Барсегян А.А., Куприянов М.С., Степаненко В.В., Холод И.И. Технологии анализа данных: Data Mining, Visual Mining, Text Mining, OLAP: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «БХВ-Петербург», 2007. – 384 с.

УДК 622.692.4.053

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА И РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУСТЕРНОЙ СМЕСИ ДЛЯ ЗАМЕЩЕНИЯ ЗАСТЫВАЮЩЕЙ НЕФТИ НА ПЕРИОД ОСТАНОВКИ И ХОЛОДНОГО ПУСКА НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ УЧАСТКОВ ГОРЯЧЕГО НЕФТЕПРОВОДА

Н.А. Атрощенко, УГНТУ, г. Уфа

Вопросам холодного пуска неизотермических участков после простоя в последнее время внимания практически не уделяется. Это связано с незначительной протяженностью действующих в стране горячих нефтепроводов. В то же время, в будущем большее количество высоковязкой нефти будет вовлечено в трубопроводный транспорт, поэтому исследование горячих трубопроводов всё ещё актуально.

В настоящее время риски «заморозки» горячих нефтепроводов на практике купируются с помощью предварительного нагрева и дозирования присадок депрессорного типа. Депрессорное воздействие присадок на поток трудно прогнозировать, поэтому необходимо исследовать другие способы защиты трубопровода от заморозки.

В работе проведены исследования напряжений сдвига Ярегской и Харьягинской нефтей и их смесей в разных соотношениях. Измерения проведены на ротационном вискозиметре Reotest 1.

Для улучшения реологических характеристик нефти в трубопроводе на момент пуска неизотермического участка после остановки, предлагается замещать фактическую товарную нефть в линейной части «бустерной» партией. Использование оптимально подобранной партии позволит оптимизировать затраты энергии, потребляемой на пуск трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ревель-Муроз, П.А. Совместная перекачка тяжелых и высокопарафинистых нефтей в смеси / П.А. Ревель-Муроз, Р.Н. Бахтизин, Р.М. Каримов, Б.Н. Мастобаев // Socar Proceedings (Научные труды). – Выпуск 2, 2018.
2. Каримов, Р.М. Изменение технологии перекачки нефти на нефтепроводе «Узень – Атырау – Самара» с развитием нефтетранспортной системы Западного Казахстана / Р.М. Каримов, Б.Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2010. – №2. – С. 9–14.
- 3 РД 39-30-139-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских неньютоновских нефтей в различных климатических условиях.

УДК 681.5.08

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ СОПРОВОЖДЕНИЯ ВНУТРИТРУБНЫХ СНАРЯДОВ

Р.В. Багаутдинов, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день проведение работ по пропуску внутритрубных снарядов является рутинной технологической операцией для нефтегазодобывающих и нефтегазотранспортных компаний. Однако рутинность данной операции заканчивается в ситуациях, связанных с внеплановой остановкой внутритрубных снарядов при проведении очистки и диагностики. В связи с этим особо важной задачей становится определение точного местоположения внутритрубного снаряда при его застревании, что позволит предпринять эффективные мероприятия по его освобождению.

В докладе рассмотрены современные методы и технологии сопровождения внутритрубных снарядов при проведении процедур очистки и диагностики магистральных трубопроводов. Приводится классификация методов, рассмотрены их достоинства и недостатки, обсуждаются перспективы применения.

Особое внимание уделено перспективным системам сопровождения внутритрубных снарядов, принцип действия которых основан на использовании волноводных свойств трубопроводов. Обсуждается конструкция и программное обеспечение лабораторного стенда «Эхолот трубопроводный», работа которого основана на принципе акустической дальнометрии внутритрубных объектов с использованием активного ответа. По результатам работы лабораторного стенда предложены способы модернизации существующих методов акустического сопровождения внутритрубных снарядов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Супрунчик В.В., Коновалов Н.М., Мызников М.О. Система Сопровождения Внутритрубных снарядов «ССВС-001» / Супрунчик В.В., Коновалов Н.М., Мызников М.О. – Журнал «Трубопроводный транспорт нефти», № 12. – 2003. С.9–12.
2. Солдатов А.И., Макаров В.С., Селезнев А.И., Мартемьянов С.М. Система активного сопровождения транспортируемых внутритрубных объектов с акустическим каналом связи / Солдатов А.И., Макаров В.С., Селезнев А.И., Мартемьянов С.М. – Известия Томского политехнического университета, № 2.– 2010. С.317.
3. Солдатов А.И., Цехановский С.А., Макаров В.С., Ушакова Т.В. Способ акустической дальнометрии.– Патент № RU 2315335. 2006. БИ №2.

УДК 662.61

ЛАБОРАТОРНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

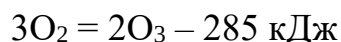
Р.Р. Багаутдинова, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время актуальным является вопрос внедрения новейших энергосберегающих технологий трубопроводного транспорта газа. Наиболее энергоемкой отраслью газовой промышленности является транспорт газа, на долю которого приходится более 80% отраслевого потребления топливно-энергетических ресурсов. Потери тепла от химической неполноты сгорания топлива в камерах сгорания газотурбинных установок составляют 1,5-2% [1]. На показатели работы газотурбинной установки существенное влияние оказывают параметры входящего воздуха.

Газообразное топливо представляет собой наиболее «чистое» органическое топливо, так как при полном сгорании из токсичных веществ образуются только оксиды азота. При неполном сгорании в выбросах присутствует оксид углерода. Актуальной проблемой на сегодняшний день является сокращение количества выбросов токсичных продуктов сгорания.

Ионизация – эндотермический процесс образования ионов из нейтральных атомов или молекул. В процессе ионизации воздуха происходит образование атомарного кислорода, который является более сильным окислителем, чем молекулярный, что приводит к повышению реакционной способности кислорода воздуха [2]. Происходит более полное сгорание топлива топливовоздушной смеси, снижается количество токсичных выбросов в атмосферу.

Озон представляет собой аллотропическое видоизменение кислорода. Образование озона из кислорода можно выразить уравнением:



В работе исследуется возможность повышения эффективности сгорания природного газа путем подачи на горение ионизированного воздуха.

С целью экспериментального определения эффективности сгорания топлива при ионизации воздуха разработана схема лабораторной установки горения природного газа (рисунок 1). В качестве источника воздуха выступает автомобильный компрессор, подача газа осуществляется из баллона. На воздушной линии устанавливается проточная высоковольтная ионизационная камера.

На ацетиленовую горелку, имеющую два входа, отдельно подаются воздух и газ. Воспламенение и горение топливовоздушной смеси происходит в жаровой трубе. Задачей лабораторного эксперимента является сравнение эффективности сгорания топлива при подаче ионизированного и неионизированного воздуха, а также изучение влияния ионизированного воздуха на снижение выбросов токсичных продуктов сгорания. В дальнейшем планируется установить зависимости параметров сгорания топлива при различной степени ионизации подаваемого воздуха. Оценка эффективности сгорания топлива осуществляется разработанными программно-аппаратными средствами.



Рисунок 1 – Лабораторная установка для исследования горения природного газа

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Гаррис, Н.А. Ресурсосберегающие технологии при магистральном транспорте газа / Н.А. Гаррис. – СПб.: Недра, 2009. – 368 с.
- 2 Цитович И. К. Химия с сельскохозяйственным анализом. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., Колос, 1974. – 173 с.

УДК 621.643.8

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НЕУСТАНОВИВШИХСЯ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕПРОВОДЕ ПРИ РЕЗКОМ И ПЛАВНОМ ОТКРЫТИИ СЕЧЕНИЯ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ УТЕЧКИ ИЛИ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОЙ ВРЕЗКИ

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

Если говорить об экономической эффективности магистрального трубопроводного транспорта и нефти и нефтепродуктов в частности, стоит сказать, что по итогам 2020 г. ущерб ПАО «Транснефть» от криминальных врезок превысил 600 млн. руб., а точных данных по объемам утечек из магистральных трубопроводов, и, следовательно, связанных с ними экономическим и экологическим потерям вовсе нет, что может еще снизить эффективность трубопроводного транспорта [1]. При утечке или криминальной врезке происходит отбор нефти из нефтепровода, в следствие чего в трубопроводе возникает нестациона-

нарный (неустановившийся, переходный) процесс, который характеризуется возникновением и дальнейшим распространением волны давления вверх и вниз по течению нефти [2, 3].

Вышесказанное говорит о важности рассмотрения и исследования неустановившихся процессов в магистральных нефтепроводах, в частности сравнительного анализа переходных процессов с резким и плавным открытием задвижки в сечении, которое является причиной возникновения неустановившегося процесса, и заключения выводов на основе проведенного анализа, эффективно получить который можно за счет моделирования нестационарного процесса (рисунок 1).

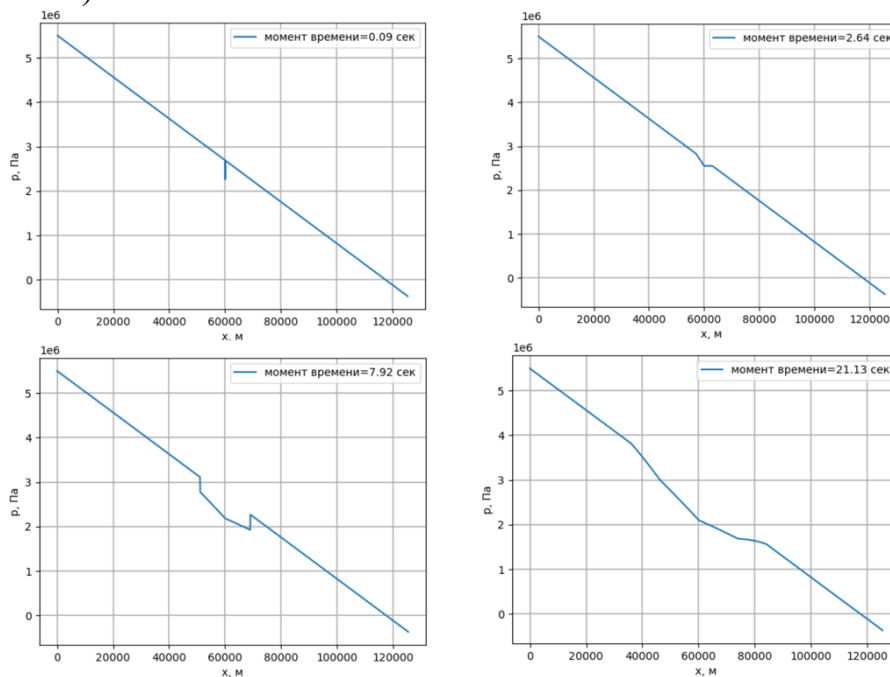


Рисунок 1 – Визуализация моделирования распространения волны давления по длине горизонтального нефтепровода при резком (слева) и плавном (справа) открытии сечения с утечкой

Таким образом, авторами был разработан программный комплекс, позволяющий моделировать возникновение и распространение волны давления в нефтепроводе, исследован один из частных случаев переходного процесса, проведен сравнительный анализ неустановившихся процессов с резким и плавным открытием задвижки в сечении, в котором происходит нестационарный процесс, подчеркнута важность учета плавности открытия данной задвижки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шестаков Р.А. Влияние местных сопротивлений на точность локализации утечек и несанкционированных врезок при трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2020. – №4(76). – С. 55-58.
2. Barakov V.V., Shestakov R.A., Vanchugov I.M. Investigation of non-stationary processes in an oil pipeline in the event of a leak or criminal tie-in // Advances in Materials, Systems and Technologies – 2022. – vol. 2467. – P. 040002. – DOI: 10.1063/5.0092581
3. Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Недра. – 2017. – 477 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ШАРОВОГО КРАНА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

А.А. Баркова, Д.Г. Салбиев
МГТУ им. Н.Э. Баумана, г. Москва

Значительное место в экономике Российской Федерации занимает нефтегазодобывающая отрасль. Наибольшим распространением для газопроводных магистралей и других типов трубопроводов в настоящее время обладают запорно-регулирующие краны, в частности шаровой кран.

Для экспериментального определения параметров течения газа в шаровом кране был разработан и собран пневматический стенд (рисунок 1), основными элементами которого являются источник сжатого воздуха – винтовой компрессор, регулятор давления, датчик давления, датчик разности давлений, датчик уровня расхода и испытываемая трубопроводная арматура – шаровой кран LD Pride.

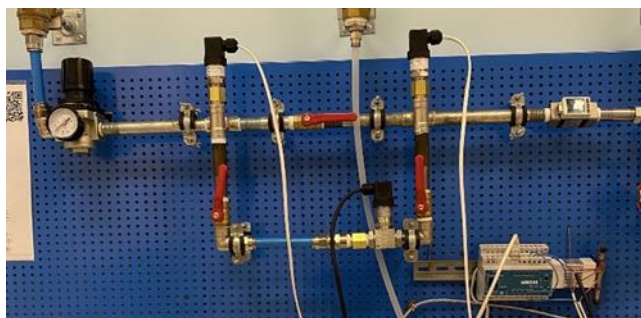


Рисунок 1 – Разработанный пневматический стенд

С целью подтверждения применимости стенда для задач верификации математических моделей агрегатов ЗРА была разработана математическая модель течения газа в проточной области шарового крана.

Расчетная область математической модели представлена на рис. 2.

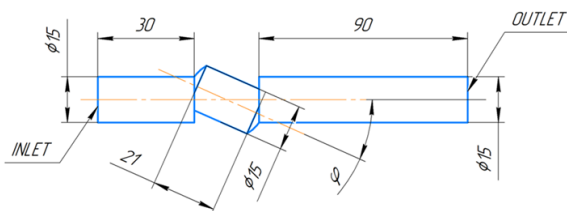


Рисунок 2 – Расчетная область

Основные допущения: теплообмен с окружающей средой отсутствует, массовые силы не учитываются; Ньютоновская вязкая жидкость; течение – развитое турбулентное.

Граничные условия: температура воздуха на входе 300 К; режим течения на входе и выходе проточной области – дозвуковой; давление на входе и выходе рассматриваемой проточной области.

Установленные давления на входе и выходе проточной области в зависимости от угла поворота представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Выбранные параметры давления

$\varphi, ^\circ$	$P_{inlet}, \text{Па}$	$P_{outlet}, \text{Па}$
30	215226	200587
45	228693	140799
60	239526	120310

Расчет математической модели осуществляется методом конечных элементов с помощью лицензионного ПО Ansys. Форма конечного элемента – тетраэдр. Общее количество конечных элементов – 4441612.

В процессе расчета были получены распределения давлений и скорости, а также величины средних значений плотности и скорости при различных углах поворота, необходимые для расчета гидравлических характеристик шарового крана. Результаты теоретического расчета представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты теоретического расчета

Угол поворота, $^\circ$	Перепад давления, $\Delta p, \text{Па}$	Средняя скорость, $v_{\text{ср}}, \text{м/с}$	Средняя плотность, $\rho_{\text{ср}}, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	Коэффициент местного сопротивления ξ	Пропускная способность $K_v, \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$
30°	14646	143	2,5	0,57	11,7
45°	87914	124	2,66	4,3	4,3
60°	$1,19 \cdot 10^5$	96	2,78	9,3	2,93

Графики зависимостей, полученные при экспериментальном и теоретическом определении коэффициента местного сопротивления и пропускной способности представлены на рисунке 3.

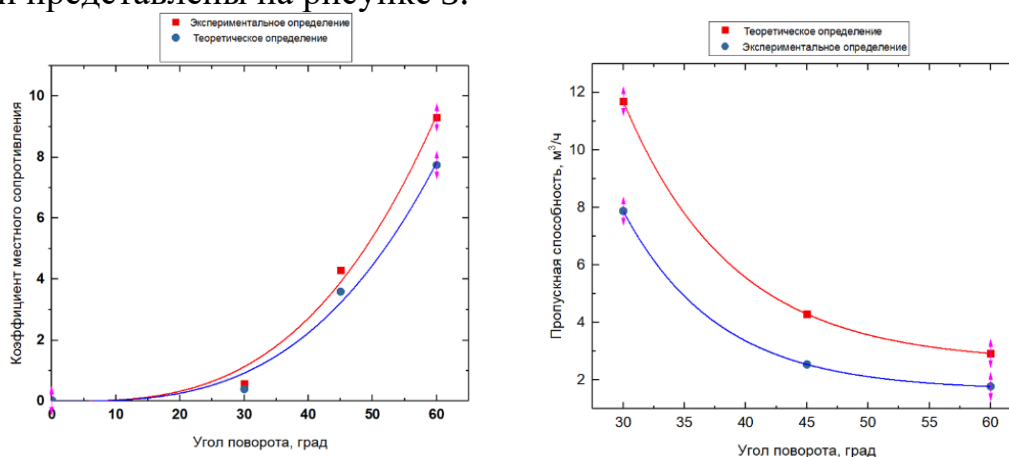


Рисунок 3 – Анализ результатов теоретического и экспериментального определения гидравлических характеристик

Проведенный теоретический расчет показал, что в связи с применением ряда допущений присутствуют отклонения в расчетах – 20% от полного диапазона определяемых параметров для разработанной автором математической модели течения газа в проточной области шарового крана.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ШАРОВОГО КРАНА КАК ЭЛЕМЕНТА ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ

А.А. Баркова, Д.Г. Салбиев, МГТУ им. Н.Э. Баумана, г. Москва

Наибольшим распространением для газопроводных магистралей и других типов трубопроводов в настоящее время обладают запорно-регулирующие краны, в частности шаровой кран.

Проведенный обзор литературы [1-2] показал, что на сегодняшний день нет открытых данных по гидравлическим характеристикам шарового крана.

Для экспериментального определения параметров течения газа в шаровом кране был разработан и собран пневматический стенд (рис.1), основными элементами которого являются источник сжатого воздуха – винтовой компрессор, регулятор давления, датчик давления, датчик разности давлений, датчик уровня расхода и испытываемая трубопроводная арматура – шаровой кран LD Pride.



Рисунок 1 – Разработанный пневматический стенд

Параметры течения воздуха определялись при следующих условиях:

- 1) измеряемые параметры – давление до и после шарового крана, объемный расход среды после шарового крана;
- 2) устанавливаемое с помощью регулятора избыточное давление дискретно изменялось в диапазоне от 1.75 до 0.4 атм;
- 3) определение проводится в области квадратичного сопротивления;

Гидравлической характеристикой запорной арматуры является функциональная зависимость коэффициента местного сопротивления от координаты запорного элемента, в данном случае, угла поворота:

$$\xi = \frac{2 \cdot \Delta P \cdot FN^2 \cdot B^2}{Q^2 \rho_1}$$

где FN – площадь проходного сечения шарового крана; B – коэффициент, учитывающий расширение воздуха; ρ_1 – плотность среды до шарового крана; ΔP – перепад давления на шаровом кране; Q – объемный расход среды после шарового крана.

Полученные значения представлены на рисунке 2.

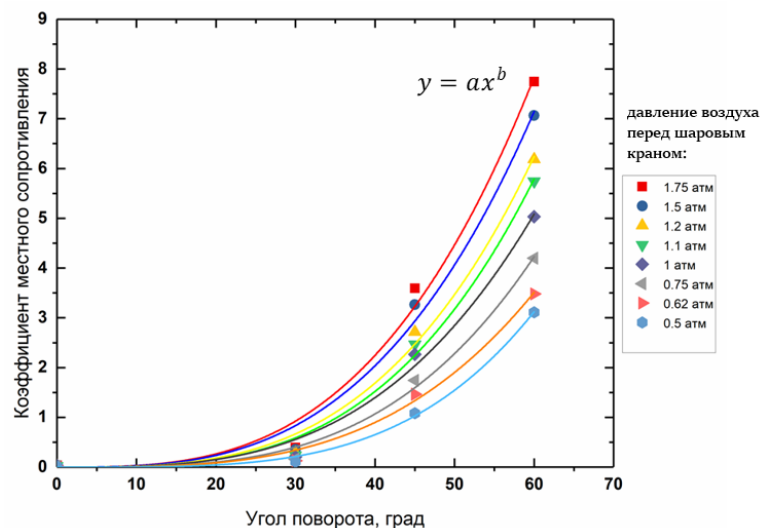


Рисунок 2 – Гидравлическая характеристика шарового крана как элемента запорной арматуры

Гидравлической характеристикой регулирующей арматуры является функциональная зависимость пропускной способности от координаты регулирующего элемента. Для расчета пропускной способности была использована следующая формула:

$$K_v = \frac{3,57 \cdot 10^4 \cdot Q}{B} \cdot \sqrt{\frac{\rho_1}{\Delta P}}$$

Полученные значения представлены на рис. 3.

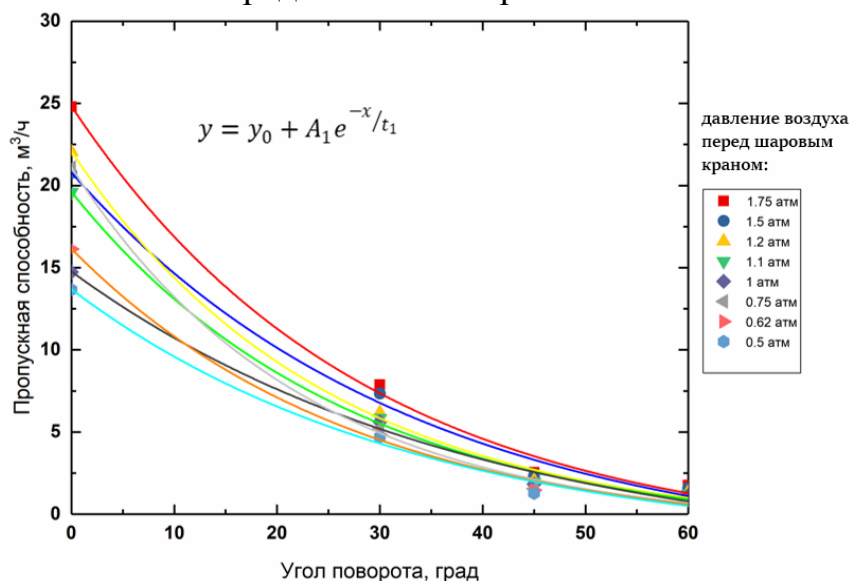


Рисунок 3 – Гидравлическая характеристика шарового крана как элемента регулирующей арматуры

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гуревич, Д. Ф. Трубопроводная арматура: справочное пособие / Д. Ф. Гуревич. – 2-е изд. – Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1981. – 369 с.
2. Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / Под ред. М. О. Штейнберга. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ КОНСТРУКЦИЙ ОПОР МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

А.М. Батыров, И.А. Шаммазов, Д.И. Сидоркин, СПГУ, г. Санкт-Петербург

На сегодняшний день вопросам устойчивости надземных магистральных трубопроводов в условиях сплошного распространения многолетнемерзлых пород проведено недостаточно исследований. Известные на данный момент опорные конструкции, применяемые для строительства магистральных трубопроводов, не справляются с морозным пучением грунта, что в свою очередь является причиной деформации трубопровода, либо прибегают к использованию термостабилизаторов грунта, что является очень затратным способом и требует постоянного осмотра и проверок данных технологий[1-2].

Опоры надземных магистральных трубопроводов подвергаются нагрузкам со стороны грунта из-за опасных криогенных процессов морозного пучения, вызванные очень низкими температурами. Данный процесс негативно влияет на эксплуатационную надежность трубопровода и может привести к аварии, что в свою очередь негативно скажется на окружающей среде и больших потерь сырья. Появляется задача повышения эксплуатационной надежности магистральных трубопроводов, проложенных на многолетнемерзлых грунтах [3-4].

С целью повышения надежности надземного трубопровода, проложенного на участках сплошного распространения многолетнемерзлых пород, предлагается применить новую конструкцию опоры.

Был проведен анализ существующих конструкций опор. Было установлено, что на сегодняшний день существуют нескольких опор, при использовании которых можно изменить напряженно-деформируемое состояние магистральных трубопроводов, но такой опоры, которая может противостоять разрушительным силам, возникающим при морозном пучении в зонах сплошного распространения многолетнемерзлых пород, не существует [5].

Нами была разработана опорная конструкция, защищающая надземный магистральный трубопровод от сил морозного пучения.

Для определения устойчивой конструкции опоры в районах сплошного распространения многолетнемерзлых пород и обеспечения надежной системы трубопровода необходимо рассчитать действующую нагрузку со стороны грунта в процессе воздействия сил морозного пучения и определить напряжение разрушения грунта.

Расчет производился в программном комплексе PLAXIS. По результатам сбора и анализа данных, произведено моделирование опорной плиты с мерзлым грунтом (рисунок 1), также в программе был подобран оптимальный угол острой кромки равный 30 градусам. Материалом плиты является железобетон марки М450.

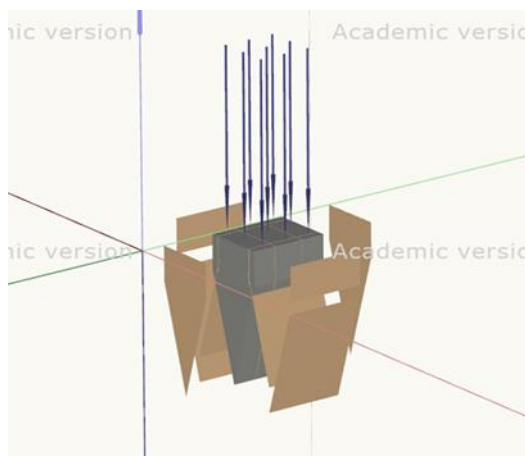


Рисунок 1 - Модель нагруженной опорной плиты, разрезающей вспученный мерзлый грунт

Расчеты для разработанной конечно-элементной модели опорной плиты с мерзлым грунтом доказывают возможность использования в качестве основания надземной опоры железобетонную плиту с острой кромкой (для многолетнемерзлых грунтов). Для исключения возможности смещения опоры и образования разрывов надземных магистральных трубопроводов при воздействии криогенных процессов морозного пучения предлагается разрезать мерзлый вспученный грунт путем установки при строительстве новой конструкции опоры, где ее нижняя часть выполнена в форме острой кромки, заглубленной в грунт.

Предложенная конструкция опоры надземного магистрального трубопровода позволяет защитить трубопровод от воздействия сил морозного пучения грунта, исключить необходимость в дорогостоящих термостабилизаторах, что во много раз снижает затраты на эксплуатацию (обследование, геомониторинг).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Potapov, A.I. Determination of the dynamic modulus of elasticity of permafrost soils during thawing according to the kinematic characteristics of an elastic wave / A.I. Potapov, A.I. Shikhov, E.N. Dunaeva // Control. Diagnostics. – 2021. - No.3.
2. V.E. Onebuchi et al. A systematic review of the key problems of transporting CO2 through pipelines // Reviews of renewable and sustainable energy. 2018. № 81. С. 2563-2583.
3. Vasiliev, G. G. Analysis of the causes of deformations of engineering structures of gas complex facilities in the cryolithozone / G. G. Vasiliev, A. A. Dzhalyabov, I. A. Leonovich // Notes of the Mining Institute. – 2021. – Vol. 249. – No. 3. – pp. 377-385.
4. Vasiliev, G. G. Analysis of the causes of deformations of engineering structures of gas complex facilities in the cryolithozone / G. G. Vasiliev, A. A. Dzhalyabov, I. A. Leonovich // Notes of the Mining Institute. – 2021. – Vol. 249. – No. 3. – pp. 377-385.
5. Лалин, В. В. Расчетное обоснование конструкции надземного участка газопровода в условиях Крайнего Севера / В. В. Лалин, А. В. Яваров // Известия Всероссийского научно-исследовательского института гидротехники им. Б.Е. Веденеева. – 2010. – Т. 257. – С. 112-116.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ РЫНКА ИНЖИНИРИНГА В РОССИИ

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

Роль инжиниринговых услуг с каждым днем становится все более значимой. Однако для их успешного развития необходима разработка новых механизмов, направленных на создание благоприятной среды, в которой осуществляется взаимодействие органов государственной власти, коммерческих и некоммерческих организаций.

Курс на цифровизацию и наукоемкость является стимулом расширения технологий инжиниринга для решения социально-экономических задач. Это позволяет развивать не только существующие направления, но и способствует появлению новых инструментов и методов инжиниринга. Инжиниринг начинает приобретать свойства мультиотраслевой и полисферной коопераций. Благодаря стремительному развитию инжиниринг уже сегодня превращается в универсальный инструмент, применяемый в ключевых отраслях и сферах деятельности. Компании, создающие дифференцированные и диверсифицированные услуги, работы и продукты, в своей работе основываются на инжиниринговых решениях, взятых из нескольких отраслей и сфер деятельности одновременно.



Рисунок 1 - Удельный вес инновационных товаров, работ, услуг в общем объеме отгруженных товаров, выполненных работ, услуг по Российской Федерации, по видам экономической деятельности (по данным РОССТАТ)

В 2020 году Правительством Российской Федерации утвержден обновленный план мероприятий (далее – дорожная карта) в области инжиниринга и промышленного дизайна на 2020-2025 годы [6]. Инжиниринг в России уже сейчас имеет значительный вес в экономике, поскольку является связующим звеном между наукой и промышленностью. Роль инжиниринговой деятельности растет с каждым годом и вносит огромный вклад в развитие промышленности благодаря чему появляются передовые технологии и увеличивается количество новых образцов продукции. Повышенный интерес к формированию рынка ин-

жиниринга способствует увеличению числа инжиниринговых организаций, создаются дополнительные рабочие места, растет престиж специалистов данной области.

Следуя положениям дорожной карты Федеральная служба государственной статистики усовершенствовала статистические показатели инжиниринговой деятельности, позволяющие оценить тенденции развития рынка инжиниринга в России. Сформированы собирательная классификационная группировка видов экономической деятельности «Сектор инжиниринговых услуг и промышленного дизайна» и собирательная классификационная группировка услуг, оказываемых организациями сектора инжиниринговых услуг и промышленного дизайна [2].



Рисунок 2 - Отгружено товаров собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами (по данным РОССТАТ)

Анализ удельного веса инновационных товаров, работ, услуг в общем объеме отгруженных товаров, выполненных работ, услуг по Российской Федерации, по видам экономической деятельности в разрезе сектора инжиниринга и промышленного дизайна (Рисунок 1) показывает, что наибольшее его увеличение произошло в 2019 году. В 2020 году зафиксирована стагнация инновационно-инжиниринговой деятельности, связанная с разрушительными социально-экономическими воздействиями пандемии COVID-19. В 2021 году зафиксирован подъем практически до уровня 2017 года, что говорит о начавшейся тенденции восстановления уровня инжиниринговой деятельности в России. Об этом же свидетельствует динамика количества отгруженных инновационных товаров, работ, услуг по сектору инжиниринговых услуг и промышленного дизайна (Рисунок 2). В 2021 году увеличение составило более чем в 9 раз по сравнению с 2017 годом. Такая благоприятная тенденция является вполне ожидаемой реакцией развития инжиниринга не только в сфере инноваций, но и на

рынке в целом. Собственное производство позволяет удерживать конкурентоспособные цены на передовые и высокотехнологичные качественные продукты, и в тоже время цифровые технологии дают возможность существенно удешевить и ускорить НИОКР [7].

Отдельного внимания требует вовлеченность инжиниринговой деятельности в науку, характеризуемая долей затрат инжиниринговых компаний на научные исследования и разработки (Рисунок 3). Научно-исследовательские работы являются поставщиком научных результатов интеллектуальной деятельности, которая направлена на создание как новых направлений развития социально-экономической среды в целом, так и отдельных секторов экономики и промышленности.

Развитие инжиниринговой деятельности прямо пропорционально связано с увеличением объема финансирования на научно-исследовательские работы (рисунок 3). Научно-исследовательские работы проводятся на начальной фазе жизненного цикла новшеств и нововведений, которые имеют огромное значение для развития инновационной экономики, а результаты интеллектуальной деятельности имеют высокую долю неопределенности успеха. Именно поэтому инжиниринг направлен на верификацию и креативное применение научно-технических знаний на практике в виде бизнес-услуг, сопровождающих все этапы инновационных процессов и обеспечивающих доведение их до реализации в реальном секторе экономики [1].

Немалую роль инжиниринг играет в создании и развитии передовых технологий, уступая только группе, включающей в себя производство, обработку, транспортировку и сборку (Рисунок 4). Инжиниринговая деятельность сопровождает производственно-технологические процессы и является связующим звеном на всех этапах, раскрывая полноту технологических возможностей ор-

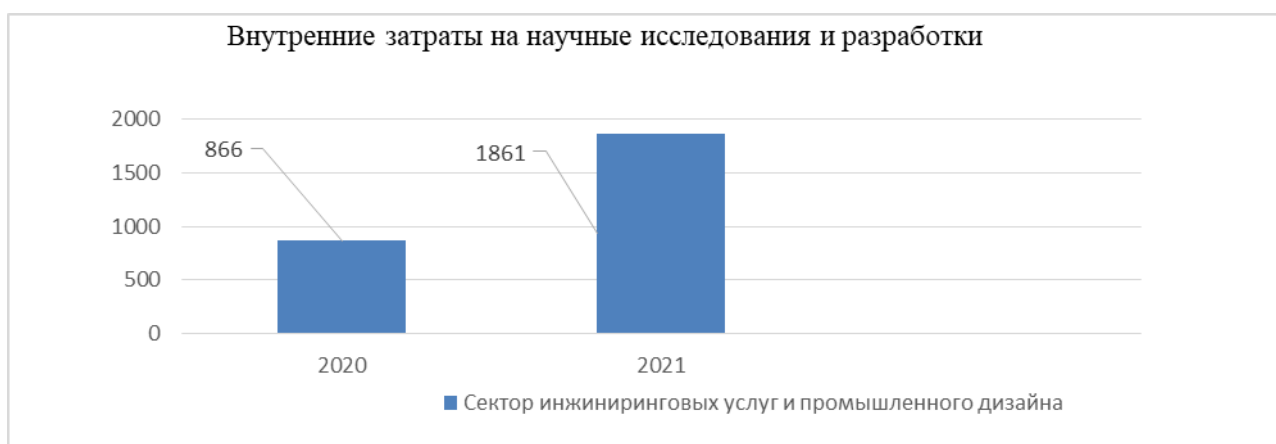


Рисунок 3 - Внутренние затраты на научные исследования и разработки
(по данным РОССТАТ)

ганизаций. Передовые технологии создают возможность для экономического роста, являются основным источником пополнения бюджета страны и основой обеспечения ее национальной безопасности.

В свою очередь инжиниринговая деятельность позволяет этим возможностям становиться более доступными, реализует их на практике, благодаря чему

обеспечивает возможность технологиям пройти весь жизненный цикл своего развития.

Тенденции, сложившиеся в российской экономике, свидетельствуют об увеличении значимости инжиниринга в развитии науки, инноваций и технологий, что в свою очередь подтверждается официальной статистикой.

Выполнение задач, поставленных в дорожной карте, позволяет отметить значительный рост индустрии инжиниринга, его диверсификацию по различным отраслям промышленности и создание инжиниринговых лидеров-компаний.



Рисунок 4 - Разработанные передовые производственные технологии по группам передовых производственных технологий по Российской Федерации (по данным РОССТАТ)

Однако, нужно отметить и те задачи, которые до сих пор нуждаются в особом внимании и требуют более решительных мер для их реализации. К ним относятся:

- совершенствование нормативно-правовой базы в области регулирования инжиниринговой деятельности;
- подготовка специалистов в области инжиниринга;
- стимулирование к созданию малых и средних инжиниринговых организаций.

В 2016 году утвержден и введен в действие «ГОСТ Р 57306-2016 Инжиниринг. Терминология и основные понятия в области инжиниринга», а позже, в 2021 «ГОСТ Р 58916-2021 Технологический инжиниринг и проектирование. Термины и определения». Вышеперечисленные законы и законодательные инициативы утвердили инжиниринговую деятельность в нормативно–правовом поле отрасли. С другой стороны, мультиотраслевая и полисферная принадлежность инжиниринга требует дальнейшего совершенствования нормативно-правовой базы, регулирующей эту деятельность в различных секторах экономики. Также дополнительной проработки требуют механизмы, регулирующие

инжиниринговую деятельность в правовых, экономических и организационных областях.

В эпоху цифровизации экономики и борьбы за конкурентоустойчивость в организациях возникает потребность в квалифицированном персонале и инновационных технологиях [5]. Несмотря на активные попытки отечественная система высшего образования не уделяет достаточного внимания программам профессиональной подготовки и переподготовки специалистов в области инжиниринга, не говоря уже об учете отраслевой специфики, где требуется создание специализированных программ. Как следствие нехватка высококвалифицированных кадров снижает конкурентоспособность организаций, работающих на рынке инжиниринговых услуг [4].

Основную долю российского рынка инжиниринга составляют крупные компании, что говорит о его высокой степени монополизации [3]. На отечественном рынке наблюдается острый дефицит компаний малого и среднего уровня в области инжиниринга. В тоже время развитие малых организаций приведет к увеличению инновационных товаров, работ и услуг. Именно малые и средние инжиниринговые организации аккумулируют в себе основную массу национальных ресурсов, которые являются двигателем развития инновационной экономики.

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. Гершман М.А., Гохберг Л.М., Кузнецова И.А. Статистический мониторинг рынка инжиниринговых услуг и промышленного дизайна. Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики. [Электронный ресурс]. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=29795221>.
3. Жигляева А.В., Седова Н.В. Инжиниринг в России: новый вектор развития отечественного бизнеса. От научных идей к стратегии бизнес-развития. [Электронный ресурс]. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=28331025>.
4. 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.
5. Лямкин И.В. Цифровые технологии в системе профессиональных квалификаций: компетентностно-ориентированный подход // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. - №5. – С. 576.
6. План мероприятий («дорожная карта») в области инжиниринга и промышленного дизайна, утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации № 1546-р от 11 июня 2020 г.
7. 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.

ПРИМЕНИМОСТЬ МОДЕЛИ SPH-FEM ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ХАРАКТЕРА СЕЙСМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КРИОГЕННЫЙ РЕЗЕРВУАР ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

А.В. Бедрин, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа

Во время сильных землетрясений многотоннажные резервуары для хранения сжиженного природного газа (СПГ) могут быть повреждены, что, как следствие, приведет к крупной техногенной аварии. Поэтому на этапе проектирования необходимо проводить точный сейсмический анализ. Однако сейсмический анализ крупных и технологически сложных производственных объектов требует высоких вычислительных мощностей. К таким требовательным методам анализа относят самую распространенную сопряженную модель Эйлера-Лагранжа (Coupled Eulerian–Lagrangian).

В статье [1] предложено использовать в качестве метода прогнозирования сейсмического воздействия на резервуар менее требовательную к вычислительным мощностям сопряженную модель сглаженных гидродинамических частиц и конечных элементов (Smoothed Particle Hydrodynamics-Finite Element Method). В публикации [2] рассмотрены различные условия движения грунта основания и влияние этих условий на конструкцию крупного резервуара для хранения сжиженного природного газа, что позволяет применять сопряженную модель сглаженных гидродинамических частиц и конечных элементов для анализа объектов в различных сейсмических зонах.

Целью работы является проверка эффективности данного метода для анализа характеристик криогенных резервуаров в сейсмологических условиях о. Сахалин. В ходе расчета напряженного резервуара с помощью предложенной модели проведена оценка эффективности данного метода. Скорость расчёта оказалась более чем в два раза выше, чем при использовании модели CEL с аналогичными исходными данными. Таким образом, можно подтвердить применимость модели SPH-FEM в условиях сейсмически активных районов Российской Федерации. Также было оценено влияние землетрясений разной магнитуды на целостность и структуру крупных резервуаров для хранения сжиженного природного газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Zhao Y. Seismic Analysis of a Large LNG Tank considering the Effect of Liquid Volume / Y. Zhao, H.-N. Li, S Zhang, O. Mercan, C. Zhang // Hindawi. Shock and Vibration. – 2020. – PP. 1-18.
- 2 Zhao Y. Seismic Analysis of a Large LNG Tank Considering Different Site Conditions / Y. Zhao, H.-N. Li, S. Zhang, O. Mercan, C. Zhang // Applied Sciences. – 2020. – №10. – PP. 1-22.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЛАНОВО-ВЫСОТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С СЕЗОННЫМ РАСТЕПЛЕНИЕМ ГРУНТОВЫХ ОСНОВАНИЙ

С.Г. Бельский, М.Ю. Земенкова, ТИУ Институт транспорта, г. Тюмень

В районах Крайнего Севера геокриологические процессы характеризуются сезонным растеплением и промерзанием грунтового основания [1]. Насыщенное водой основание теряет устойчивость и с течением приводит к изменению проектного положения магистрального трубопровода, ставит остро вопрос безопасности и надежности его эксплуатации. Закономерным итогом являются аварии крупных масштабов и техногенные катастрофы. Расчет теплообмена трубопровода с окружающей средой с учетом свойств вмещающего грунта является необходимым на этапе проектирования [1].

Прогнозирование положения подземного трубопровода с целью определения его отклонений в следствие проседания грунта позволяет сделать вывод о его надежной и безопасной эксплуатации. Прогноз взаимодействия системы грунт-трубопровод проводился в программном комплексе инженерных расчетов Frost 3D [2]. Моделировалась система с подземным нефтепроводом без теплоизоляционного материала, проложенный в условиях Крайнего Севера.

Распределение тепловых ореолов на 30 год моделирования представлено на рисунке 1.

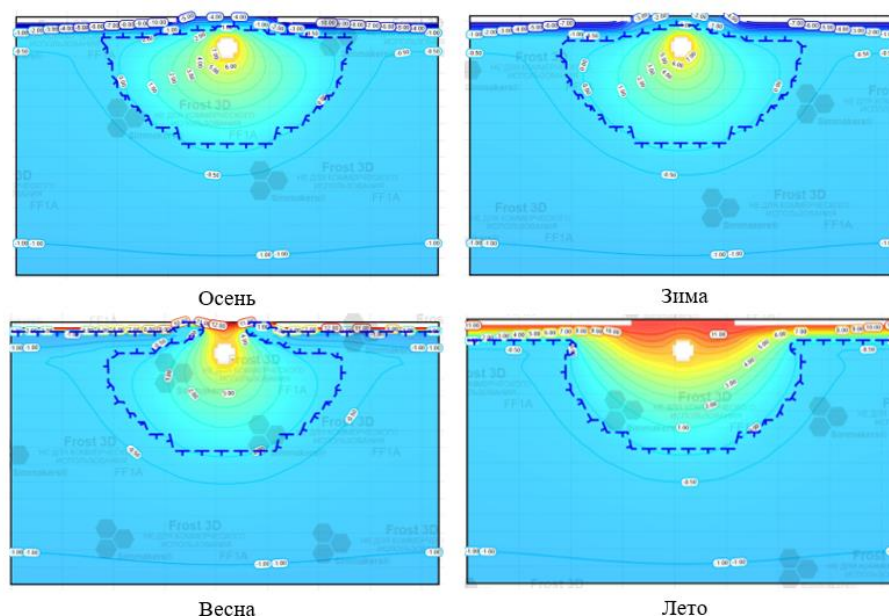


Рисунок 1 – Распределение тепловых ореолов нефтепровода без изоляции

Распределение доли незамёрзшей воды по десятилетиям за самый холодный месяц моделирования представлено на рисунке 2. Доля незамёрзшей воды определяет состояние грунта, значение 1 для талого грунта и 0 для грунта в мерзлом состоянии.

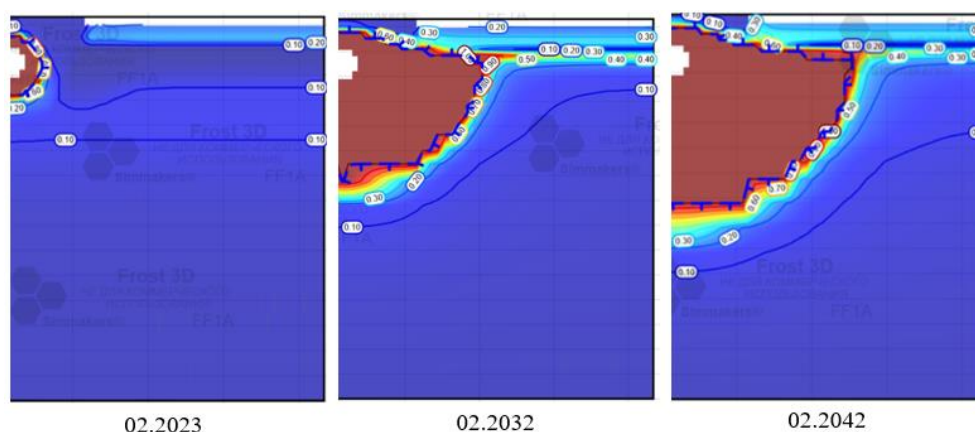


Рисунок 2 – Распределение незамёрзшей воды в сечении нефтепровода

Методика оценки величины просадки производится согласно СП 25.13330.2020 [3]. Величина осадки S под нефтепроводом вычисляется по формуле (1).

$$S = (A + \sigma \cdot a) \cdot H_p, \quad (1)$$

где A – коэффициент оттаивания грунта, определяется изысканиями, в расчете принимается равным 0,0175;

σ – давление нефтепровода и грунта над ним, МПа;

a – коэффициент сжимаемости грунта, МПа^{-1} , принимается равным 0,0208;

H_p – глубина границы оттаивания под нефтепроводом, м. Расчет осадки грунта представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты прогноза величины проседания

Год					
2023		2032		2042	
Глубина растепления, м	Осадка, м	Глубина растепления, м	Осадка, м	Глубина растепления, м	Осадка, м
2,3	0,15	6,2	0,23	7,6	0,27

В ходе работы была реализована методика определения планово-высотного положения подземного трубопровода. Из анализа распределения тепловых ореолов и доли незамёрзшей воды видно, что даже в зимние периоды наблюдается стойкая талая зона.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гаррис Н.А., Хузина А.Ф., Русаков А.И. Тепловой режим нефтепроводов в грунтах с нарушенной структурой//В книге: Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 4. С. 125-130.
2. Программный комплекс для теплотехнических расчетов FROST 3D UNIVERSAL [Электронный ресурс]. -URL: <http://www.simmakers.ru/frost-3d> 2014;
3. СП 25.13330.2020. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах - М.: АО "НИЦ "Строительство", 2021 – 220 с.

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Д.А. Бороненков, Д.М. Якобсон, РУДН, г. Москва

Проведенный анализ технического состояния газопроводов показал, что значительная часть трассы магистрального газопровода (МГ) сооружается с использованием труб большого диаметра. Участки газопровода, где диаметр трубы свыше 1020 мм составляют 61,5% от общей протяженности МГ; газопроводы со сроком службы от 10 до 30 лет составляют порядка 85% от всех газопроводов, а еще 14% - это трубы, находящиеся в эксплуатации более 30 лет. Таким образом, можно заключить, что средний возраст МГ равняется 27 годам. Кроме того, установлено, что на сегодняшний день около 36103 км МГ нуждаются в переизоляции и ремонте. Это связано в первую очередь как раз с большим сроком эксплуатации. Если учесть, что около половины МГ отработали от 15 до 40 лет - срок, при котором пленочное изоляционное покрытие практически полностью теряет свои защитные свойства, то не удивительно, что проведение ремонтных работ на магистральных газопроводах – это важная актуальная задача. Совершенствование процесса производства работ при реконструкции отдельных участков – позволит сократить сроки проведения запланированных мероприятий, а также сократить затраты на восстановление работоспособности реконструируемых объектов.

В работе был проведен анализ наиболее распространенных дефектов, характерных для подземной прокладки газопроводов. К основным дефектам магистрального газопровода, из-за которых происходит необходимость проведения капитального ремонта, можно отнести следующие:

- вмятины;
- гофры;
- овальность;
- нарушение изоляции;
- отдельные или взаимодействующие внутренние дефекты продольного или спирального сварного шва [1].

Абсолютное большинство дефектов, подлежащих ремонту (ДПР), предполагает использование метода ремонта путем врезки – вырезки катушки или метода сплошной замены трубы.

Подробный анализ технологии проведения ремонтных работ указанными методами позволил выявить те технологические операции, которые способны существенно сократить затраты и свести к минимуму общее время, затрачиваемое на проведение ремонтных работ.

Учитывая традиционные методы проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода, в работе предлагается использование не классического метода стравливания газа в атмосферу, а применение метода снижения давления в трубопроводе с помощью технологии откачки газа. Такая технология является инновационной и позволяет сохранить большое количество газа, которое возможно реализовать потребителю, при этом снизить вы-

бросы метана в атмосферу. Для осуществления данного метода предлагается использовать мобильные компрессорные установки (МКС)[2]. В работе представлена схема подключения подобной установки для откачки газа из ремонтируемого участка в рабочий, находящийся за линейной задвижкой. Схема представлена на рисунке 1.

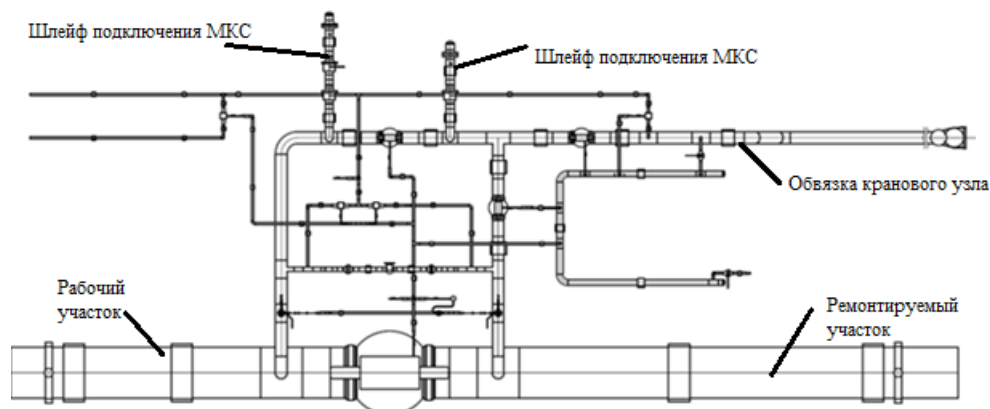


Рисунок 1 – Схема подключения МКУ к участку, выводимому из эксплуатации, для перекачки в действующий (рабочий) участок

Кроме этого, в работе рассмотрены вопросы демонтажа трубопровода, подлежащего замене. Классическим методом демонтажа, является метод фрагментирования участков с помощью газового резака, с целью перемещения демонтированного участка к месту хранения. Данный способ является затратным, объёмным по времени, малопроизводительным. С целью разделения трубопровода на фрагменты предлагается использовать шнуровой кумулятивный заряд. В работе рассмотрена подробная технология проведения работ по фрагментированию трубопровода с использованием заряда.

Для оценки экономической эффективности был произведен расчет сэкономленных средств [3] на примере ремонта участка газопровода длиной 32 км и диаметром $D_u = 1200$ мм.

По результатам расчета суммарный экономический эффект составил порядка 2 350 000 руб., включая экономию за счет исключения стравливания газа в атмосферу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Классификация дефектов и повреждений, обнаруженных на трубопроводах. Единый центр стандартизации и лицензирования [сайт]. - 2021. URL: <https://1cert.ru/stati/klassifikatsiya-povrezhdeniy-i-defektov-obnaruzhennykh-na-truboprovodakh> (дата обращения: 25.04.2022). - Текст: электронный.
2. Мобильные компрессорные станции. ООО «Газпром МКС». [сайт]. - 2022. URL: <https://mks.gazprom.ru/about/working/> - Текст: электронный.
3. Техничко-экономический расчет по определению экономической эффективности применения технологии с использованием энергии управляемого взрыва по сравнению с традиционными технологиями. ООО «ВолгаГазпроект», 57.08-ТЭР, 2008.

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ НА ОСНОВЕ КЛАСТЕРИЗАЦИИ РАЗНОРОДНОЙ ДИАГНОСТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ И ПОИСКА АНОМАЛИЙ В ДАННЫХ

А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа

Мониторинг технического состояния промышленных объектов, таких как ключевое технологическое оборудование и сооружения, является важной задачей многих отраслей, в том числе нефтегазовой. Своевременное обнаружение зарождающихся дефектов является залогом их эффективной и безопасной эксплуатации.

Стоит отметить, что обеспечивать мониторинг их технического состояния сооружения не менее сложно, чем оборудования. Если анализировать на примере резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, то они относятся к опасным производственным объектам и имеют большую поражающую способность при авариях. Недостовверная оценка фактического состояния свойств основного металла и металла сварных швов может повлечь значительный материальный, финансовый и экологический ущерб, а также привести к травматизму или летальным исходам. Поэтому оценка остаточного ресурса таких резервуаров является актуальной задачей, и требует совершенствования действующих подходов с целью обеспечения полной, но в то же время надежной и безопасной их эксплуатации.

При этом если при диагностике оборудования можно оперировать большим количеством динамично изменяемых параметров, то при диагностике резервуаров это обеспечить сложно. Практически все параметры эксплуатации резервуара являются квазистатическими, что значительно сокращает объем диагностической информации. С другой стороны, медленный характер изменения параметров эксплуатации и свойств резервуара позволяет за большое время накапливать большое количество разнородной диагностической информации. Таким образом, возможно формирование значительной базы о свойствах резервуаров, чтобы может быть проанализировано с помощью методов машинного обучения.

Один из приемов, применимых в данном случае в условии разнородной информации, является поиск аномалий с использованием кластеризации данных. Согласно данному подходу все измерения в виде векторов разделяются на разные группы (кластеры), объединяя в одинаковые группы похожие данные. При длительной эксплуатации, как отдельного резервуара, так и группы резервуаров, будут формироваться в целом одни и те же кластеры. Но при отклонении данных появятся вектора вне кластеров, что будет служить аномалией и признаком ухудшения технического состояния резервуара.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда №22-29-00970, <https://rscf.ru/project/22-29-00970/>

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ СРЕДЫ В ЗАСТОЙНЫХ ЗОНАХ ПРИ ПРОМЫВКЕ ТОВАРНОЙ НЕФТЬЮ

А.Т. Валиев^а, А.Д. Хажиев^б, Г.Н. Юнусова^б, Л.П. Худякова^б,

И.Р. Фархетдинов^{а,б}, Р.А. Харисов^{а,б}

а – УГНТУ, б – НТЦ трубопроводного транспорта ООО «НИИ Транснефть»

Товарная нефть, несмотря на применение различных технологических приемов обезвоживания, содержит в себе растворенную воду с различными химическими примесями, массовая доля которой составляет не более 0,5 % для первой и второй групп нефти и не более 1,0 % для третьей группы (ГОСТ Р 51858-2002). При транспорте нефти по магистральному нефтепроводу (МН) происходит выделение подтоварной воды за счет её большей, чем у других составляющих нефти плотности и её оседание в пониженных застойных, низкопроточных и тупиковых зонах трубопровода [1-2]. Особую опасность представляет биозараженность скапливающихся в таких зонах внутритрубных отложениях (ВО) микроорганизмами, в частности сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ). Наличие адгезированных колоний СВБ, жизнедеятельность которых под осадками протекает более интенсивно, может вызывать опасные коррозионные повреждения металла [3].

Для исследования влияния промывки застойных, тупиковых и непроточных зон перекачиваемой нефтью предложена методика контроля изменения коррозионной активности сред (гравиметрическим методом) при их разбавлении свежей порцией товарной нефти, учитывающая наличие на поверхности металла ВО, зараженных СВБ.

Для моделирования коррозионной среды в застойных, низкопроточных и тупиковых зонах проводят формирование на поверхности образцов металла продуктов коррозии в смеси нефти из застойной зоны, ВО, подтоварной воды (ПВ) и питательной среды для СВБ (ПС) в равных количествах (по объему). Смесь готовят в десяти испытательных стеклянных ячейках (объемом не менее 1 дм³), перемешивают в течение часа на магнитной мешалке и размещают в смеси подготовленные и взвешенные плоские образцы из металла труб (2 – горизонтально на дне ячейки и три вертикально в объеме среды. Ячейки герметично закрывают и выдерживают в статике в течение 7 суток для формирования продуктов коррозии.

Две ячейки заполняют свежей товарной нефтью, размещают образцы и выдерживают в течение 7 суток, подобно образцам в первых десяти ячейках со смесью.

Через 7 суток из ячеек извлекают по два образца (1 горизонтальный - со дна ячейки, 1 вертикальный - из объема среды), удаляют с поверхности образцов продукты коррозии (по ГОСТ Р 9.907), выдерживают образцы в эксикаторе, взвешивают и находят контрольную скорость коррозии за 7 суток.

После извлечения образцов в ячейках замещают смесь на свежую порцию нефти: в третьей и четвертой ячейках 25% объема, в пятой и шестой - 50 %, в седьмой и восьмой – 75 % и в девятой и десятой полностью меняют смесь на свежую нефть.

Перемешивают среду стеклянной палочкой, закрывают ячейки и оставляют в статике на 21 сутки, после чего вынимают оставшиеся образцы и определяют скорость коррозии по потере массы за время испытаний (28 суток). Степень снижения скорости коррозии образцов (Z , %) при добавлении свежей порции нефти к смеси из застойных зон рассчитывают по формуле:

$$Z = (CK1 - CK2) \cdot 100 / CK1,$$

где: $CK1$ – скорость коррозии в смеси из застойной зоны;

$CK2$ – скорость коррозии в смеси из застойной зоны и свежей нефти.

В случае, когда достижения степени защиты от коррозии при полной замене смеси на свежую нефть не достигает 90 % по сравнению со скоростью коррозии в свежей нефти, необходимо применять дополнительные меры по снижению коррозионной активности среды в застойных зонах.

В случае локальных поражений образцов глубину питтингов и язв определяют по выборке из 3 – 5 наиболее глубоких коррозионных поражений с помощью оптического микроскопа или глубиномера цифрового (электронного) микрометрического типа. Скорость локальной коррозии ($СК_{л}$, мм/год) в данном случае рассчитывают по формуле (3):

$$СК_{л} = h_{max} / T,$$

где $СК_{л}$ – глубинный показатель скорости коррозии, мм/год;

h_{max} – глубина наиболее глубокой коррозионной язвы, мм;

T – продолжительность выдержки образца в коррозионной среде, год.

Степень снижения скорости локальной коррозии металла при добавлении свежей порции нефти к смеси из застойных зон рассчитывают таким же образом, что и для общей коррозии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Поляков С.Г., Ныrkova Л.И., Мельничук С.Л., Гапула Н.А. Диагностика внутренней поверхности магистрального нефтепровода. / Автоматическая сварка/ 2010, № 12, с. 24-28
2. Худякова Л.П., Шестаков А.А., Фархетдинов И.Р., Широков А.В. Оценка опасности биокоррозии подземных стальных сооружений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 1. С. 82-91.
3. Кушнарeнко В.М., Чирков Ю.А, Репях В.С., Ставишeнко В.Г. Биокоррозия стальных конструкций //Вестник ОГУ, - 2012. - № 6 (142). – С. 160-164.

УДК 622.692.4.076.620.193/.197

АНАЛИЗ ПРИЧИН ОБРАЗОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ДЕФЕКТОВ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБНЫХ СЕКЦИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.Т. Валиев^а, А.Д. Хажиев^б, Г.Н. Юнусова^б, Л.П. Худякова^б,

И.Р. Фархетдинов^{а,б}, Р.А. Харисов^{а,б}

а – УГНТУ, б – НТЦ трубопроводного транспорта ООО «НИИ Транснефть»

В целях определения причин образования дефектов на поверхности трубных секций технологических трубопроводов на НПС МН «А» и «Б» были проведены исследования коррозионных процессов на внутренней и внешней поверхности технологических трубопроводов гравиметрическим методом с использованием плоских образцов-свидетелей коррозии, вырезанных из дефект-

ных катушек, в пробах нефти, перекачиваемых по МН, и грунтов, отобранных с места возникновения дефектов. Экспозиция образцов в нефти проводилась в трех параллельных ячейках в течение 30 суток. Объем нефти в каждой ячейке составлял 1 дм³. Испытательная среда изолировалась от внешней среды с помощью полиэтиленовой пленки. Осмотр поверхности образцов после испытаний показал отсутствие на них локальных поражений. Скорость общей коррозии в пробах нефти, определенная по потере массы образцов за время экспозиции, составила 0,004 - 0,006 мм/год.

В соответствии со шкалой коррозионной стойкости металлов (ГОСТ 13819–68), металл по отношению к исследуемой среде (нефти) является весьма стойким (2 балла из 10 в сторону уменьшения коррозионной стойкости).

Коррозионные исследования наружной поверхности трубопровода (общей и локальной), проведенные при выдержке плоских образцов-свидетелей коррозии в пробах грунта в течение 30 суток, показали среднюю скорость общей коррозии 0,078 - 0,044 мм/год. Скорость локальной коррозии, определенной по глубине максимальных поражений поверхности образцов, составила 0,662 – 0,511 мм/год, т.е. примерно в 8,5 раз выше общей (таблица 1).

С учетом локальной коррозии, в соответствии со шкалой коррозионной стойкости металлов (ГОСТ 13819–68), металл по отношению к исследуемой среде (грунту) является пониженностойким (7 баллов из 10 в сторону уменьшения коррозионной стойкости).

Микробиологический анализ пробы нефти показал отсутствие в ней биозараженности. Анализ биозараженности грунта указывает на его биозараженность сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ) в количестве колониеобразующих единиц (далее КОЕ) 6×10^3 КОЕ/мл, анаэробными бактериями (АБ) в количестве 10^3 КОЕ/мл и отсутствие железобактерий (ЖБ) (таблица 1).

Порог биозараженности, при котором начинаются процессы биокоррозии, является уровень зараженности 10^3 КОЕ/мл СВБ и 10^5 КОЕ/мл АБ [1], т.е. в благоприятных для развития бактерий условиях локальная коррозия может привести к образованию сквозных дефектов с внешней поверхности трубопровода.

Таблица 1 – Результаты микробиологического анализа грунта и коррозионных испытаний

№ п/п	Место отбора проб (МН)	Вид пробы	Количество микроорганизмов (титр), КОЕ/мл			Скорость общей коррозии, мм/год	Скорость локальной коррозии, мм/год
			СВБ	АБ	ЖБ		
1	ТТ МН «А»	Проба грунта с места вырезки	6×10^3	10^3	отс.	0,078	0,662
2		Проба нефти	отс.	отс.	отс.	0,004	отс.
3	ТТ МН «Б»	Проба грунта с места вырезки	10^2	10^2	отс.	0,044	0,511
4		Проба нефти	отс.	отс.	отс.	0,006	отс.

Химический анализ проб грунта (таблица 2) указывает на то, что исследуемый грунт по показателю кислотности и содержанию солей является благоприятным для развития биокоррозионных процессов [2].

Таблица 2 – Результаты химического анализа проб грунта

№ п/п	Определяемый показатель	НД на методику анализа	Единицы измерения	Результаты анализа	
				ТТ МН «А»	ТТ МН «Б»
1	Естественная влажность	ГОСТ 28268-99	%	9,61	12,72
2	Водородный показатель	ПНД Ф 14.1:2:3:4.121	ед. рН	8,05	7,42
3	Сульфат-ионы	ПНД Ф 14.1:2.159-2000	г/кг	4,82	2,52
4	Хлорид-ионы	ПНД Ф 14.1:2.111-97		0,02	0,30
5	Карбонаты	ПНД Ф 14.2.99-97		0,56	0,35
6	Кальций	ПНД Ф 14.1:2.95-97		1,35	0,85

Таким образом, на основании проведенных коррозионных, микробиологических и химических исследований можно сделать вывод о том, что в исследованных грунтах развивается общая электрохимическая коррозия под воздействием грунтовых вод насыщенных солями, однако причиной образования дефектов на внешней поверхности исследуемых трубных секций технологических трубопроводов НПС МН «А» и «Б», являются локальные поражения наружной стенки трубных секций вследствие развития биокоррозии [3-4].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Carlos A., Palacios T. Risk based corrosion management system for oil field production installation – development, methodology and application, Corrosion, 03160, 2003, p.1- 29.
2. Руководство по лабораторным методам исследования ионно-солевого состава нейтральных и щелочных минеральных почв. - М.: Всесоюзная Академия сельскохозяйственных наук. Почвенный институт им. В.В. Докучаева, 1990. - 236 с.
3. Худякова Л.П. Биокоррозия как фактор в процессе разрушения подземных трубопроводов //НТЖ «Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов» / Транснефть ООО «НИИ Транснефть». – Москва, - 2018. - № 4(26). - С.338-351.
4. Худякова Л.П., Шестаков А.А., Фархетдинов И.Р., Широков А.В. Оценка опасности биокоррозии подземных стальных сооружений //НТЖ «Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов» /Транснефть ООО «НИИ Транснефть». – Москва, - 2019. - № 1. - С.82-91.

ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

В.Н. Валова, УГНТУ, г. Уфа

Водородная энергетика – основана на использовании в качестве средства для аккумуляирования, транспортировки, производства и потребления энергии такого соединения, как водород. При горении водорода образуется только чистая вода, которая вовлекается в повторный водородный цикл. Сам водород относится к наиболее распространенным элементам на поверхности земли и в космосе, однако он не является первичным источником энергии, поскольку не встречается в свободном виде в традиционных природных месторождениях. При этом до сих пор водород в основном используется не в качестве топлива, а как исходное промышленное сырье, в первую очередь для получения аммиака, метанола, а также в нефтепереработке.

Исследовательские работы по водородной энергетике как альтернативному пути развития энергетики значительно активизировались в первой половине 1970-х годов, в разгар мирового энергетического кризиса. Сам термин водородная энергетика был предложен Джоном Бокрисом (John Bockris) в компании General Motors в 1970 г. Главный вклад в исследования в этом направлении внесли ученые США, Европы, СССР и Японии. В 2000-х годах внимание к концепции водородной энергетике заметно ослабело, однако интерес вновь возник в середине 2010-х годов.

Существует много способов промышленного получения водорода на основе различных сырьевых материалов. Вначале в качестве исходного сырья использовали ископаемые топлива, при этом выделялся диоксид углерода. Позже стали применять разложение воды, для чего потребовался подвод электрической или тепловой энергии, которые генерировались из первичных источников энергии (ископаемое топливо, атомная энергия, возобновляемая энергия).

Сейчас в мире производится около 45–65 мегатонн водорода в год в качестве исходного сырья для химической и нефтехимической промышленности (что эквивалентно ~ 1 % мировых поставок энергии), около половины из которых производится паровым реформингом природного газа (метана), 30 % – парциальным окислением продуктов сырой нефти, 18 % – газификацией угля и 4 % – электролизом воды.

С точки зрения эмиссии парниковых газов водород, получаемый различными способами, принято разделять на «серый» водород – его производят из угля, нефти и газа, на «голубой» – полученный на парогазовых электростанциях или атомных электростанциях с применением технологии улавливания и хранения углекислого газа CCS (Carbon Capture and Storage), а также на «зеленый» водород на основе возобновляемых источников энергии с нулевой эмиссией, таких как электролиз воды, методы с использованием силы ветра, солнечной энергии, силы воды, волновой энергии или энергии приливов и отливов. При этом на сегодняшний день 99 % производимого в мире водорода является «серым» и «голубым», что создает огромный углеродный след.

Хранение и транспортировка водорода относятся к серьезным барьерам, препятствующим успешному развитию водородной энергетики, поскольку водород представляет собой чрезвычайно летучий и легко воспламеняющийся газ с очень низкой температурой кипения (при комнатной температуре 4 кг водорода занимают объем 45 м³).

Исходя из природы взаимодействия водорода со средой системы его хранения, все технологии его хранения условно подразделяются на три основные группы: физическое хранение (водород хранится в чистой молекулярной форме в виде газа или жидкости без образования физической или химической связи с другими материалами); физико-химическое хранение (связанная молекула водорода может абсорбироваться на/или в материале хранения за счет слабых физических ван-дер-ваальсовых связей); химическое хранение (в химических соединениях).

Развитие и внедрение водородного топлива предполагает создание крупнотоннажных транспортных потоков водорода, которые будут транспортироваться до водородных аналогов крупных газовых хабов и храниться там с последующей доставкой конечному потребителю.

При выходе на мировой рынок водородного топлива Россия имеет определенные конкурентные преимущества, поскольку наша страна обладает обширной ресурсной базой и близостью к традиционным рынкам сбыта водорода.

Концепция развития водородной энергетики в РФ утверждена 5 августа 2021 г. и предусматривает получение водорода за счет использования энергии гидроэлектростанций, атомных и тепловых станций при электролизе воды, а также при пиролизе углеводородов.

Ключевая задача молодой водородной энергетики: в целях наметившейся декарбонизации мировой энергетической системы развернуть эффективное производство водорода в промышленных масштабах. В случае организации крупного конкурентоспособного отечественного производства водорода для нашей страны откроются возможности выхода на мировой рынок водорода и сопутствующих продуктов с высокой добавочной стоимостью.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д., Глаголева А. Водородная энергетика покоряет континенты. Газета «Энергетика и промышленность России» №19 (375). Октябрь 2019 года.
2. Гриб Н. Водородная энергетика: мифы и реальность.
3. Рынок систем накопления электроэнергии в России: потенциал развития (под редакцией Ю. Удальцова и Д. Холкина). Роснано, Энерджинет. Москва, 2018, 72 с.
4. Мельников Ю., Чугунов Д. Водородная экономика: разрушит ли новое топливо «ископаемую» цивилизацию.

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КРИОГЕННОГО ТРУБОПРОВОДА ВЫНОСНОГО СООРУЖЕНИЯ НАЛИВА СПГ

И.М. Ванчуров, Р.А. Шестаков, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

В данном исследовании приведено изучение математической модели криогенного трубопровода выносного сооружения для налива СПГ, а также проанализированы типовые конструкции выносных сооружений налива (ВСН) сжиженного природного газа (СПГ). В работе исследованы преимущества и недостатки выносных сооружений и приведена сравнительная характеристика стационарных причалов и ВСН для нефтепродуктов и нефти.

Параметрические факторы оказывают значительное влияние при моделировании работы СПГ-продуктопровода. Именно поэтому авторами был разработан специальный программный комплекс для выполнения численного моделирования. Он способен моделировать и рассчитывать параметры работы СПГ-продуктопровода в режиме реального времени с отображением в графическом виде, а также комплекс имеют функцию анализа полученных данных с реальными показателями на промышленных объектах.

Для экспорта СПГ с мест производства требуется специализированное оборудование [1]. Зачастую отгрузка проходит на расстоянии от берега и соединяется с береговыми сооружениями переходными мостами или эстакадами. Альтернативное решение состоит в том, чтобы предложить использование выносного причального сооружения [2,3].

Мы предлагаем создание математической модели работы ВСН для анализа его эффективности. Модель позволит проводить проверку конфигурации данных сооружения с учетом задач транспортировки и условий эксплуатации. Изначально для решения поставленных задач были рассмотрены упрощенные модели, позволяющие осуществлять термодинамические и гидравлические расчеты, которые в свою очередь были объединены. Впоследствии был создан программный комплекс, позволяющий выполнять данное моделирование.

Для составления первоначальных математических моделей использовалась как нормативная документация (ГОСТ Р 56851-2016 «Газ природный сжиженный. Метод расчета термодинамических свойств»), так и актуальные статьи с расчетными выкладками [4,5].

На основании разработанной математической модели и основанном на ней программном комплексе было выявлено и численно обчислено следующие зависимости:

- 1) Зависимость изменения физико-химических и термодинамических свойств СПГ в зависимости от его состава;
- 2) Учет сил диссипации (внутреннего трения) значительно влияет на параметры изменения потерь напоров и изменений температур, что в свою очередь оказывает воздействие на функцию длины трубопровода;

Термодинамическая модель СПГ рассчитывается по следующему алгоритму:

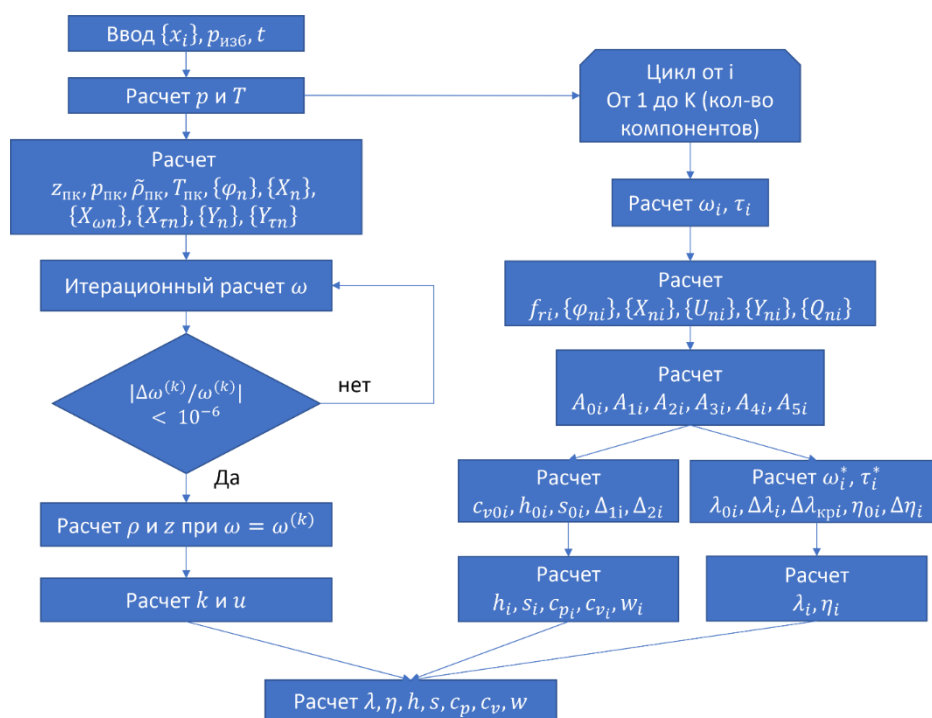


Рисунок 1 - Блок схема расчета термодинамической модели СПГ и его компонентов

Результаты моделирования показали возможность использования криогенных выносных сооружений для налива СПГ, а также осуществлен подбор ряда условий необходимых для работы данных сооружений.

Таким образом, данное исследование позволило создать модель процесса транспортировки СПГ в реальном времени с учетом параметрических и термодинамических факторов, которые в значительной степени влияют на процесс проектирования и эксплуатации СПГ-продуктопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Крапивский, Е. И. Производство, транспорт и хранение сжиженных природных газов / Е. И. Крапивский, М. Ю. Земенкова. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2020. – 222 с.
2. Криогенный выносной причал отгрузки СПГ. Экономически эффективная альтернатива терминалам для импорта СПГ / Й. Домпелинг и др. // Газовая промышленность. – 2019. – № 3. – С. 36–42. – URL: <https://www.neftegas.info/upload/iblock/f15/f15fab89379666df348dad0af173.pdf> (дата обращения: 22.08.2022).
3. Богатырева Е.В. Анализ систем и технических средств транспорта углеводородов с морских месторождений // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2010. – № 3. – С. 26–30.
4. Lin, Zhen-hao & Li, Jun-ye & Jin, Zhi-jiang & Qian, Jin-yuan. Fluid dynamic analysis of liquefied natural gas flow through a cryogenic ball valve in liquefied natural gas receiving stations // Energy. – 2021. – no. 226. – P. 120376. 10.1016/j.energy.2021.120376.
5. Zhenkong Kexue yu Jishu Xuebao. Safety Analysis of LNG Vacuum Pipeline Leakage Based on FLUENT Calculation [FLUENT计算的LNG真空管道泄漏安全分析] // Journal of Vacuum Science and Technology. – no. 41(4). – pp. 363-368. DOI: 10.13922/j.cnki.cjvst.202011016

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕЛЕСКОПИЧНОСТИ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА НА ПРОЦЕСС СМЕШЕНИЯ ПАРТИЙ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ

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

В работе выполняется исследование процессов смесеобразования при функционировании трубопровода, транспортирующего светлых нефтепродуктов в режиме последовательной перекачки прямым контактом. Моделирование процессов смесеобразования осуществляется с учетом влияния параметрических факторов. Данные тезисы основаны на ранее опубликованной работе по неизотермической перекачке нефтепродуктов в трубопроводе. Для выполнения численного моделирования был разработан программный комплекс, способный не только моделировать и рассчитывать параметры работы нефтепродуктопровода в режиме реального времени с последующей графической визуализацией, но и сравнивать полученные данные с реальными данными, обрабатываемыми операторами на промышленных объектах.

К настоящему времени среди всех наиболее экономически выгодных и эффективных видов транспортировки нефтепродуктов выделяют трубопроводный транспорт. При этом, невзирая на ряд его неоспоримых преимуществ, существуют и недостатки, более всего это касается последовательной перекачки различных сортов нефтепродуктов по одному трубопроводу, в частности образование смеси соседних марок нефтепродуктов [1,2].

Одними из наиболее важных вопросов, разрешение которых является главенствующими для экономической эффективности магистрального трубопроводного транспорта, являются обеспечение его безопасной и бесперебойной работы. Наиболее выгодные варианты решений данных вопросов основываются на контроле герметичности трубопровода и анализа технологических параметров перекачки [3].

В данной работе рассматривается исследование наличия вставок и различных отклонений геометрической формы трубопровода на процессы образования смесей, а также на технологические параметры магистрального нефтепродуктопровода при последовательной перекачке прямым контактированием светлых нефтепродуктов [4].

Основопологающей задачей, достижение которой необходимо для моделирования перекачки с учетом вставок, геометрических отклонений и изъянов является моделирование движения каждого нефтепродукта на протяжении всего участка нефтепродуктопровода по отдельности (считая, что данный нефтепродукт полностью заполняет трубопровод), таким образом осуществляются промежуточные расчеты и вычисления, которые будут использованы в гидравлическом расчете и объеме смеси [5].

Главная идея математической системы последовательной перекачки нефти и нефтепродуктов методом прямого контактирования заключается в том, что данная модель включает в себя нескольких более простых моделей и си-

стем, а также в детализации при помощи учета дополнительных параметров перекачки. Соединение всех нефтепродуктов в единую математическую модель осуществляется при моделировании работы всего трубопровода.

При определении состояния всей системы партии продуктов в нефтепродуктопроводе располагаются, считая, что в начальный момент времени первый перекачиваемый продукт достиг конца линейного участка, и учитывая массу каждого нефтепродукта, а также наличие вставок, различных шероховатостей и так далее. Границы контакты нефтепродуктов будут являться серединой смеси, образованной ими при последовательной перекачке.

Таким образом можно сделать выводы, что учет вышеописанных факторов на объем смеси, образующийся в процессе перекачки, находится в рамках погрешности КИП. Однако, в то же самое время, при учете тех же самых факторов, выясняется, что изменение потерь по длине на давление и напор изменится значительно, что в свою очередь при применении ЧРП позволяет значительно сэкономить на увеличении энергоэффективности и уменьшении трат на электроэнергию в годовом эквиваленте.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ванчугов, И. М. Влияние смесеобразования на параметры режима последовательной перекачки / И. М. Ванчугов, Р. А. Шестаков // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2020. № 4(301). С. 61-72. DOI 10.33285/2073-9028-2020-4(301)-61-72.
2. Zhou X., Zhang H., Xin S., Yan Y., Long Y., Yuan M., Liang Y. Future scenario of China's downstream oil supply chain: Low carbon-oriented optimization for the design of planned multi-product pipelines (2020) Journal of Cleaner Production, 244, art. no. 118866. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.118866
3. Земенкова, М.Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. – 397 с.
4. Vanchugov, I.M. Influence of accounting for thermodynamic processes on the processes of mixture formation during sequential pumping of petroleum products / I. M. Vanchugov, R. A. Shestakov // Oil and Gas Science and Technology. 2021. Vol. 76. P. 76. DOI 10.2516/ogst/2020100.
5. Shestakov, R.A. Influence of multiproduct pipeline telescopicity design on the process of mixing during sequential pumping / R. A. Shestakov, I. M. Vanchugov // Journal of King Saud University. Engineering Sciences. 2022. Vol. 3. No 6/н. DOI 10.1016/j.jksues.2022.05.002.

УДК 622.691.4

О НЕОБХОДИМОСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Т.И. Вафин, ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Уфа», А.К. Гумеров, УГНТУ, г. Уфа

Настоящая работа посвящена анализу несовершенств в действующих нормативных документах СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» и СТО 2-2.3-112-2007 «Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами» с целью поиска проблемных вопросов и проведения исследовательской работы.

В СП 36.13330.2012 представлена методика расчета суммарных продольных напряжений для магистральных газопроводов. При этом изгибные напряжения рассчитываются одинаково для всех случаев поворота трассы как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскостях. Сегодняшний уровень знаний и опыта эксплуатации магистральных газопроводов говорит о том, что при возникновении упругого изгиба напряженно-деформированное состояние (НДС) дефектного участка газопровода будет отличаться в зависимости от плоскости поворота трассы [1, 2]. Например, при вертикальном повороте трассы с выпуклостью газопровода вверх дефекты, расположенные в сечении 12 ± 2 часов, будут находиться в зоне максимальных растягивающих изгибных напряжений, а дефекты, расположенные в сечении 6 ± 2 часов, иногда могут даже компенсироваться сжимающими изгибными напряжениями. Поэтому один и тот же по размеру дефект может оказывать разную опасность для эксплуатируемого газопровода.

При выполнении оценки работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами по СТО 2-2.3-112-2007 рассчитывается разрушающее давление с учетом фактического НДС в соответствии с СП 36.13330.2012. Поэтому при расчете изгибных напряжений получаемые величины давления разрушения будут обладать систематической погрешностью для изогнутых участков газопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

В СТО 2-2.3-112-2007 коррозионные дефекты аппроксимируются прямоугольной формой по максимальной глубине на протяжении всей длины и ширины. Идеализация дефекта с такой формой приведет к отклонению рассчитываемой величины от истинной, поскольку на практике профиль коррозионного дефекта принимает сложную форму [3]. На сегодняшний день для расчета разрушающего давления существует множество альтернативных методик, в которых используются другие формы профиля дефекта [4]. Проведение расчетного исследования в программном обеспечении ANSYS и серии экспериментов, подтверждающих расчеты, позволит сравнить величины разрушающего давления при изменении формы коррозионного дефекта и создать уточненную методику оценки работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рафиков С.К., Аскаров Р.М., Быков Л.И., Шарнина Г.С. Оценка напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода с использованием данных внутритрубной дефектоскопии / Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскаров Г.Р. // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. – 2016. – № 4. – С. 12-19.
2. Быков Л.И. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: Учебное пособие для вузов / Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. – СПб.: Недра, 2011. – 784 с., ил.
3. Бирилло И.Н., Яковлев А.Я., Теплинский Ю.А., Быков И.Ю., Воронин В.Н. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями. – М: Изд. Центр-ЛитНефтеГаз. – 2008. – 168 с.

4. Муллаянова А.Ф., Алферов А.В., Виноградов П.В., Вафин Т.И. Анализ применимости методиком оценки надежности трубопроводов с коррозионными дефектами // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 5-6. С. 51-56.

УДК 621.454

АНАЛИЗ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УЧЕТА ГАЗА В КАЧЕСТВЕ МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПРЕДПРИЯТИЯ

Р.В. Вашура, О.В. Тарасова, ТИУ, г. Тюмень

В настоящее время операции по учету природного газа выполняются на всех этапах производственных процессов: начиная с добычи и заканчивая реализацией конечным потребителям. С учетом развития системы энергосбережения, повышения энергетической эффективности, а также экологического мониторинга организаций, осуществляющих добычу, транспорт, распределение, хранение, переработку природного газа, качество проведения товарно-учетных операций является одним из важнейших показателей эффективности работы системы газоснабжения.

Необходимо отметить, что различные факторы по-разному влияют на итоговый результат измерений. Поскольку метрологические характеристики УИРГ имеет ключевое значение для итоговой величины небаланса газа, уже на стадии проектирования необходимо уделять особое внимание как условиям эксплуатации, так и факторам, которые будут оказывать существенное влияние на точность проводимых измерений. Кроме того, необходимо учитывать, что помимо измерения рабочего расхода газа, необходимо привести его к стандартным условиям [1].

Среди факторов, влияющих на точность измерений, можно выделить искажение кинематической структуры потока газа. Необходимые длины участков указываются в документации на соответствующий прибор. Помимо этого, нестационарное течение газа в трубопроводе. Пульсации могут быть вызваны периодическим включением/выключением газоиспользующего оборудования. Также наличие в потоке газа механических примесей, изменение шероховатости внутренней стенки трубопровода. Величина шероховатости не должна превышать пределы, установленные в документации производителя, а также изменение компонентного состава природного газа.

В связи с развитием измерительной техники, повышением требований к проведению операций коммерческого учета имеет смысл ужесточить требования по пределам допускаемых относительных погрешностей узлов измерений. Данные меры целесообразно проводить для вновь проектируемых измерительных комплексов, что в конечном итоге приведет к экономическому эффекту за счет уточнения взаиморасчетов поставщика и конечного потребителя и снижения величины небаланса [2].

Учитывая значительные объемы потребления природного газа в России, максимальная относительная погрешность $\delta_{\max} = 1,5-2 \%$ в абсолютных величинах (млн. м³ при ст. усл.) будет давать существенные значения. Например, при поставке газа в размере 30 млн. м³ при ст. усл. максимальная абсолютная по-

грешность составит 600 тыс. м³ при ст. усл. В связи с этим данный показатель необходимо уменьшить до значений, адекватно описывающих современное развитие измерительной техники в России и с учетом возможностей производителей измерительного оборудования. Измерения расхода и объема газа производят следующими методами [3]:

1. Переменный перепад давления.
2. Измерение объемного расхода и объема газа при рабочих условиях и пересчетом параметров к стандартным условиям измерений.
3. Измерение массового расхода и массы газа с последующим пересчетом параметров к стандартным условиям.

Разновидностью первого метода является часто применяемый способ измерения с помощью сужающих устройств (СУ). Особенность заключается в фиксации перепада давления на СУ, которое является местным сопротивлением в трубопроводе, по которому протекает измеряемая среда.

Следует отметить, что все средства измерения, входящие в состав коммерческого устройства измерения расхода и объема природного газа должны находиться в государственном реестре средств измерений РФ, а также иметь действующие свидетельства о поверке, свидетельства об утверждении типа и применяться в соответствии с требованиями нормативно-технической документации и руководством по эксплуатации прибора.

Газовая отрасль России в направлении учета газа идет по стопам электроэнергетики. С учетом опыта электроэнергетических компаний, в настоящее время в региональных газовых компаниях выполнены мероприятия по внедрению в промышленную эксплуатацию АСКУГ.

Таким образом, по результатам анализа можно выделить следующее. При использовании различных систем учета газа, в рамках определения небаланса, следует учитывать ряд крайне важных физических величин и закономерностей, таких как плотность газа, а также перепад давления, который связан с изменением плотности.

Также можно выделить автоматизированную систему АСКУГ, применение которой позволяет значительно увеличить эффективность систем учета газа, за счет снижения человеческого фактора. Повсеместное внедрение данной системы позволит повысить эффективность газотранспортных предприятий различного уровня.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Эксплуатация магистральных газопроводов: учебное пособие /ТюмГНГУ; ред. Ю. Д. Земенков. - Тюмень: Вектор Бук, 2009. - 526 с. -Текст: непосредственный.
2. Селезнев В.Е. Математическое моделирование трубопроводных сетей и систем каналов: методы, модели и алгоритмы / В.Е. Селезнев, В.В. Алешин, С.Н. Прялов. – Москва: МАКС Пресс, 2007. – 695 с. – Текст: непосредственный.
3. Тухбатуллин Ф.Г. Статистические методы анализа причин разбаланса природного газа и прогнозирования его величины в системе газораспределения / Ф.Г. Тухбатуллин, Д.С. Семейченков – Текст: непосредственный // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – Уфа, 2017. – № 2 (60). – С. 36-41.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСТРОЙСТВ УЧЕТА ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ГАЗОТРАНСПОРТНОМ ПРЕДПРИЯТИИ

Р.В. Ваиура, О.В. Тарасова, ТИУ, г. Тюмень

Одной из важнейших функций при эксплуатации газотранспортной системы является учет газа на всех этапах начиная от добычи и до конечного потребителя. Контроль природного газа осуществляется в следующих целях:

- контроль расходных и гидравлических режимов;
- обеспечение баланса приема и отпуска газа;
- контроль эффективности использования газа.

Измерения объема газа осуществляются на основании ГОСТ 2939-63 для стандартизации газа различной температуры, плотности и давления.

Существует три вида контроля и учета газа:

1. Коммерческий учет - регулируется юридическими нормами между поставщиком и покупателем.
2. Технологический учет - осуществляется в рамках одного конкретного предприятия.
3. Оперативный контроль - осуществляется в системах регулирования технологическими процессами.

На рисунке 1 представлена классификация расходомеров, применяемых для коммерческого и технологического учета природного газа.

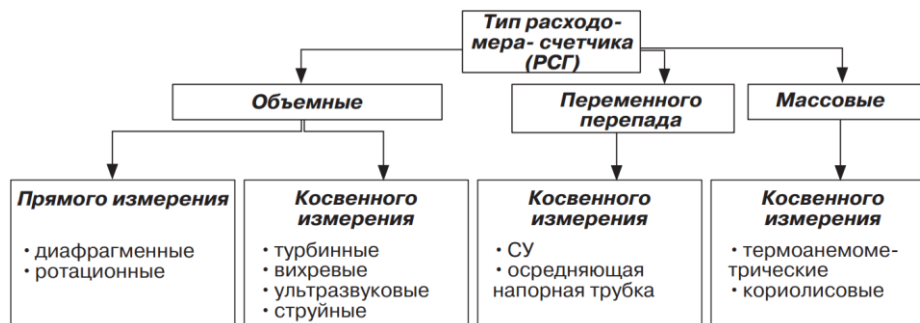


Рисунок 1 - Классификация расходомеров

На газораспределительной станции (ГРС) на выходах из магистрального трубопровода устанавливаются приборы с самой высокой точностью измерений. ГРС транспортируют огромные объемы газа, для стабильности измерений и надежности устройства дублируют.

Чаще всего на ГРС используются расходомеры диафрагменные, турбинные и вихревые. Учет и контроль осуществляется за счет датчиков, установленных непосредственно в трубе. Монтаж и демонтаж устройств несет дополнительные сложности, если в соответствии с требованиями технологического процесса необходима замена. К тому же датчики вызывают сопротивление движущемуся потоку газа.

С каждым годом всё более широкое применение находят ультразвуковые расходомеры со стационарным преобразователем. Они не препятствуют

движению газа, так как при монтаже датчики не выступают внутри трубопровода. Технологический процесс при этом не останавливается, что очень важно в условиях бесперебойной работы.

Ультразвуковые расходомеры работают по принципу улавливания ультразвуковых сигналов, направленных в поток. Разность времени прохождения сигнала по движению потока и против него даёт возможность рассчитать объёмный расход природного газа. К недостаткам данного расходомера можно отнести повышенную чувствительность к вибрациям и неравномерности движущегося потока.

Упомянутые ранее вихревые расходомеры применяются на производствах несмотря на такие недостатки, как препятствие потоку газа, чувствительность к температуре, появление вибраций в потоке, влияющие на конечный результат измерения. Измерение происходит за счет колебаний, образующихся при обтекании датчика потоком с последующим образованием вихря, откуда и берутся итоговые значения.

Согласно данным, изложенным в отраслевой литературе, погрешность вышеупомянутых методов контроля составляет около 2%. На практике минимальных значений погрешности можно достичь за счет применения метода переменного давления с осредняющей трубой. Его недостаток в том, что при низких динамических перепадах давления может происходить засорение трубы для отбора давления, для предотвращения которого целесообразна установка преобразователей давления с диапазоном измерения от 0 до 0,75 МПа. Внедрение дополнительных хромографов избавит трубу от механических примесей за счет фильтрации.

Замена вышеупомянутых методов учета и контроля на метод переменного давления позволит снизить погрешности измерения, но в свою очередь потребует дополнительных капитальных вложений. Целесообразно применение данного метода при полной модернизации ГРС или при новом строительстве.

Каждый метод контроля и учета природного газа имеет ряд преимуществ и недостатков - как было установлено для получения максимально точных показаний необходима определенная модернизация. Это может быть обеспечено за счет использования дублирующих систем с различными методами учета либо внедрения дополнительных датчиков и приборов, при условии обеспечения соответствия проводимых изменений всем необходимым метрологическим нормам. К тому же немаловажную роль в данном аспекте играет программное обеспечение сервисных процессов и автоматизация системы управления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Промышленное газовое оборудование: справочник. 6-е изд., перераб. и доп. / Е.А. Карякин, П. Н. Багров, Л. К. Брук [и др.]; Газовик. – Саратов: Справочная книга, 2013. – 1280 с. – Текст: непосредственный.
2. Эксплуатация магистральных газопроводов: учебное пособие / ТюмГНГУ; ред. Ю. Д. Земенков. – Тюмень: Вектор Бук, 2009. – 526 с. – Текст: непосредственный.

МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА С УЧЕТОМ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ НЕСОВЕРШЕНСТВ И ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ЕГО НАДЕЖНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

К.А. Габбасова, Е.Г. Трифонов, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время в нефтяной промышленности широко распространены горизонтальные резервуары. Чаще всего они используются для приема, хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов, а также питьевой и технической воды, разнообразных смесей и других жидкостей.

Существуют различные виды резервуаров по конструкции и объему. Например, по объему РГС могут быть 5, 8, 16, 25, 63, 100 м³. Конструкции могут представлять из себя подземные, полуподземные и надземные сооружения.

При эксплуатации РГС возможно возникновение аварийных ситуаций, которые могут привести к отказам каких-либо систем или даже к достижению неработоспособного состояния. Согласно проведенному исследованию, наиболее опасными факторами нарушения работы резервуара являются геометрические дефекты формы резервуара, а также дефекты сварных соединений.

Следовательно, особую важность имеет повышение надежности и безопасности при эксплуатации горизонтальных резервуаров. Решить данную задачу позволяет своевременное определение технического состояния резервуаров, на основании которого принимается решение о необходимости ремонта. Одним из главных параметров для определения технического состояния резервуаров является их напряженно-деформированное состояние. Проанализировав причины аварий вертикальных стальных резервуаров, можно определить факторы, оказывающие основное влияние на формирование НДС резервуаров.

Была составлена математическая модель в программном комплексе Ansys Workbench, которая показала, что геометрические несовершенства сильно влияют на НДС резервуара, а, следовательно, и на его надежную эксплуатацию.

В дальнейших исследованиях планируется более подробное изучение НДС горизонтальных резервуаров, рассмотрение влияния различных факторов на аварийные ситуации, происходящих при эксплуатации РГС, а также модернизация существующей математической модели и создание новых

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александров А.В. Основы теории упругости и пластичности: учеб. для строит. спец. Вузов / Александров А.В., Потапов В.Д. – М.: Высш. шк., 1990. – 400 с.: ил.
2. Клованич С.Ф. Метод конечных элементов в нелинейных задачах инженерной механики / Клованич С.Ф. – Запорожье: Издательство журнала «Свет геотехники», 2009. – 400 с.: ил.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ ОБОЛОЧЕК В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Р.Р. Габдинуров, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время все большее количество вертикальных резервуаров со стационарной крышей, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов, оснащается понтонами. В ПАО Транснефть на 01.08.2021 г. доля резервуаров с понтонами и плавающими крышами составляет 83,7%. Понтоны являются наиболее распространенным средством сокращения потерь от испарений в результате высокой надежности и эффективности. Эффективность понтонов возрастает с увеличением объема резервуара и коэффициента оборачиваемости, согласно данным на Рисунке 1 [1].

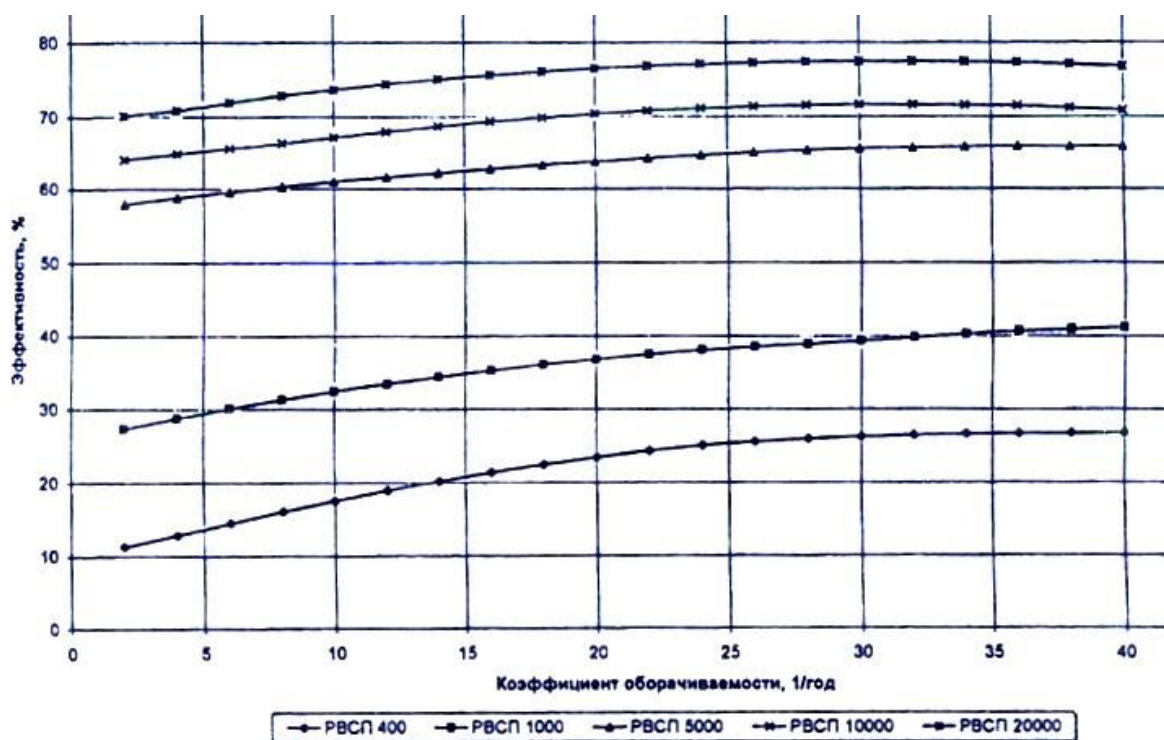
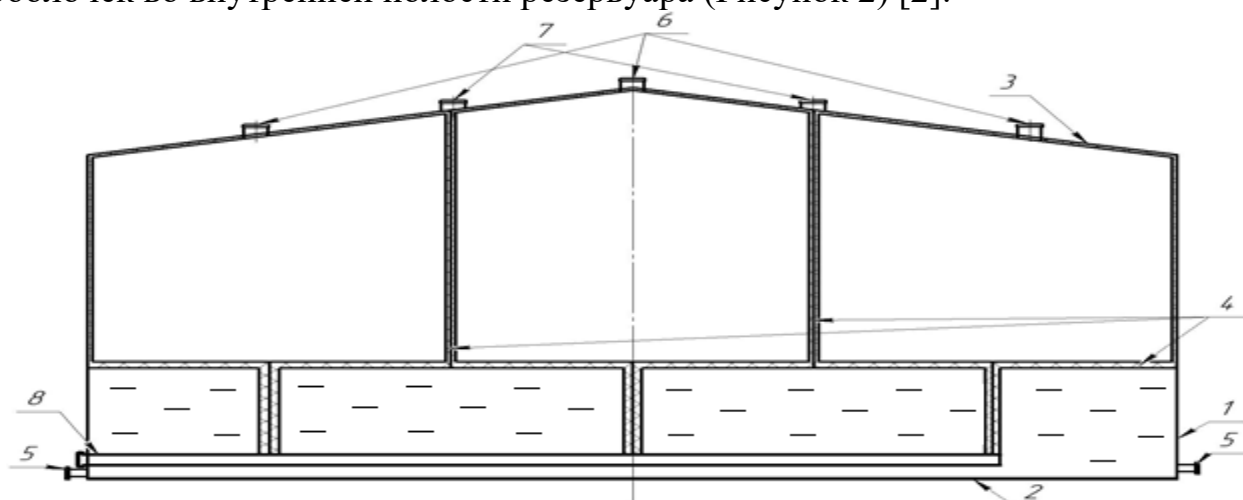


Рисунок 1 – Эффективность применения понтона в зависимости от типа резервуара (затвор РУМ-1)

Из данных представленных на рисунке 1 видно, что в резервуарах емкостью 1000 м³ и менее, эффективность применения понтонов недостаточно высока. Также следует отметить, что эффективность применения понтонов зависит от цилиндричности стенки резервуара, и как следствие герметичности уплотняющего затвора. Для резервуаров, сооружаемых полистовым методом возможно достичь высокой цилиндричности стенки, что обеспечивают достаточную эффективность уплотнения, но, для резервуаров, сооружаемых индустриальным способом, наблюдается недостаточная цилиндричность стенки резервуара вследствие остаточных деформаций после разворачивания рулонной заготовки.

Наибольшее количество резервуаров небольших объемов, сооружаемых промышленным способом наблюдается в условиях нефтепромыслов и распределительных нефтебаз, данные резервуары, как правило, не оснащены какими-либо средствами, для сокращения потерь от испарений хранимого продукта. Связано это с небольшим абсолютным количеством потерь хранимого продукта на одну емкость, ввиду небольшого объема единичной емкости. В этом случае капитальные затраты довольно велики и средства сокращения потерь от испарений не окупают вложенные средства. При этом, если соотнести объем потерь к объему емкости, наблюдается довольно существенный объем потерь, так при расчете потерь от «большого дыхания» в среднем теряется 0,5% хранимого продукта, что при оборачиваемости резервуара 40 раз в год составит 20% от емкости резервуара.

Для резервуаров небольших емкостей предлагается применение гибких оболочек во внутренней полости резервуара (Рисунок 2) [2].



1 – стенка резервуара; 2 – днище; 3 – крыша; 4 – гибкие оболочки; 5 – приемо-раздаточный патрубок; 6 – дыхательный патрубок с клапаном; 7 – предохранительный клапан; 8 – патрубок с задвижкой для удаления конденсата

Рисунок 2 – Резервуар вертикальный с гибкими оболочками

Испытания данного технического решения на модельных емкостях доказали высокую эффективность при экспериментах с бензином и полиэтиленовыми оболочками [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коршак, С.А. Совершенствование методов расчета потерь бензинов от испарения из резервуаров типов РВС и РВСП: дис.канд. техн. наук: 25.00.19/ Коршак Сергей Алексеевич. – Уфа, 2003. – 174 с.
2. Патент РФ № 202016 U1 МПК В65D 88/54 (2006.01), В65D 90/00 (2006.01) Емкость для хранения нефти и нефтепродуктов / Габдинуров Р.Р., Гареев М.М. Оpubл.: 27.01.2021. Бюл. № 3.
3. Габдинуров Р.Р., Гареев М.М. Применение мягких оболочек внутри резервуара для предотвращения потерь от испарений нефти и нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2021. № 4. С. 39–44

МЕТОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ПРИ ВЛИЯНИИ СЕЗОННЫХ ТЕМПЕРАТУР

*А.Т. Габдрахимов, В.И. Муратова, Д.К. Камалиев, Р.Р. Фарухшина,
УГНТУ, г. Уфа*

На сегодняшний день актуальна проблема увеличения пропускной способности нефтепровода. Рациональным методом для этого является использования противотурбулентных присадок (ПТП). Однако растворимость данной присадки существенно зависит от сезонных колебаний температуры. В холодное время года происходит ассоциация молекул парафина, что вызывает ухудшение растворяющей способности в нефти [1].

Рассмотрена эффективность применения присадки в теплое и холодное время года. Данные взяты из опытно-промышленных испытаний ПТП на основе полиальфаолефинов на участке магистрального нефтепровода (таблица 1) [2].

Таблица 1 – Опытно-промышленные испытания ПТП марки FLO MXA на одном и том же участке МН при разных температурных условиях

С _{ПТП} , г/т	Р _{нач} , МПа		Р _{кон} , МПа		Q, м ³ /ч		Примечание		
	тепл.	хол.	тепл.	хол.	тепл.	хол.	Показатель	тепл.	хол.
0	4,89	5,82	0,39	0,38	2664	2664	T _{ср} , °C	15,4	8,3
5	4,36	5,63	0,39	0,39	2776	2671	v _{ср} , сСт	57,8	107,5
7	4,17	5,45	0,39	0,41	2800	2679	ρ _{ср} , кг/м ³	867,2	875,3
10	3,97	5,21	0,39	0,41	2784	2686	T _{застывания} , °C	2	5

Эффективность присадки ψ оценивается путем сравнения коэффициентов гидравлических сопротивлений нефтепровода, результаты расчета сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Эффективность ПТП марки FLO MXA на одном и том же участке нефтепровода при разных температурных условиях

С _{ПТП} , г/т (ppm)	Эффективность ПТП ψ , %		Во сколько раз произошло уменьшение эффективности ψ
	в теплое время года	в холодное время года	
5	18,25	4,04	в 4,5 раз
7	23,29	8,1	в 2,9 раз
10	26,29	12,75	в 2,1 раз

Найдем удельный прирост эффективности $\delta\psi$ и их изменение $\Delta\delta\psi$, отношение которых позволит проанализировать поведение присадки при дальнейшем увеличении ее вводимой концентрации ($\theta > 10$ ppm). Результаты представим в таблицах 3 и 4.

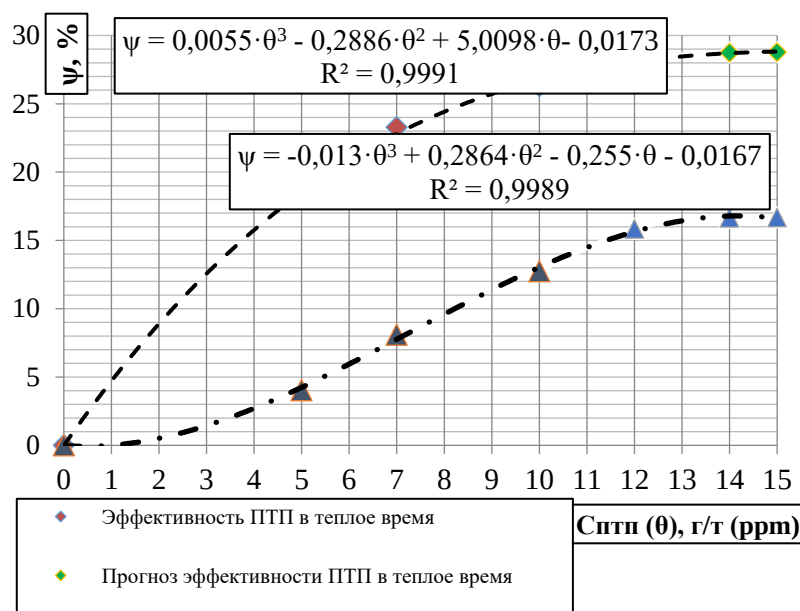
Таблица 3 – Анализ поведения присадки при имеющихся экспериментальных данных

С _{ПТП} , г/т (ppm)	Эффективность ПТП ψ , %		Разность концентраций, г/т (ppm), $\Delta C = C_{ПТП2} - C_{ПТП1}$	Удельная эффективность, %/ppm, $\delta\psi = \Delta\psi / \Delta C$		Изменение удельных эффективностей, $\Delta\delta\psi = \delta\psi_1 / \delta\psi_2$	
	15,4 °C	8,3 °C		15,4 °C	8,3 °C	15,4 °C	8,3 °C
5	18,25	4,04	5	3,65	0,81	–	–
7	23,29	8,1	2	2,52	2,03	1,45	0,4
10	26,29	12,75	3	1,00	1,55	2,52	1,31

Таблица 4 – Прогноз поведения присадки при увеличении концентрации ($\theta > 10$ ppm)

Изменение удельных эффективностей, $\Delta\delta\psi_2 = \Delta\delta\psi_1 \cdot k_n$		Удельная эффективность, %/ppm $\delta\psi_2 = \delta\psi_1 / \Delta\delta\psi_2$		Изменение концентраций ΔC , г/т (ppm)	Изменение эффективности $\Delta\psi = \Delta C \cdot \delta\psi$		$C_{ПТП}$, г/т (ppm)	Эффективность ПТП, %, $\psi_2 = \psi_1 + \Delta\psi$	
15,4 °C	8,3 °C	15,4 °C	8,3 °C		15,4 °C	8,3 °C		15,4 °C	8,3 °C
2,52	1,31	1,00	1,55	2	2	3,1	12	28,29	15,85
4,38	4,3	0,2281	0,4	2	0,4561	0,8	14	28,75	16,65
7,63	14,15	0,03	0,0283	1	0,03	0,0283	15	28,78	16,68

Обобщенные полученные результаты и значения экспериментальных данных представлены в виде графической зависимости эффективности присадки $\psi(\%)$ от количества вводимой присадки $C_{ПТП}$, г/т (ppm), и проиллюстрированы на рисунке 1. Отметим также на рисунке 1 теоретические уравнения регрессии $\psi(\theta)$ при различных температурах.



R^2 – величина достоверности аппроксимации

Рисунок 1 – Зависимость эффективности ПТП от концентрации присадки марки FLO MXA в теплое (+15,4 °C) и в холодное (+8,3 °C) время года

Относительная погрешность не превышает погрешность обычного инженерного расчета в 5 %. Поэтому данное решение считаем достаточно достоверным для последующих вычислений. В результате оценки и обработки данных ОПИ был предложен теоретический метод прогнозирования эффективности присадки при имеющихся экспериментальных значениях. На основе этого метода были построены полиномы третьей степени, наиболее точно описывающие процесс поведения присадки FLO MXA в нефтепроводе при сезонном изменении температуры (рисунок 1).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Несын, Г.В. Поведение противотурбулентных присадок (ПТП) в холодной нефти и дизельном топливе фасетной модели / Г.В. Несын, Ф.С. Зверев, А.Ю. Ляпин // Трубопроводный транспорт–2016: Материалы XI Межд. учеб.-науч.-практ. конф. / УГНТУ. - Уфа. - 2016. - С. 171-174.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ СТРАВЛИВАНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗОВОГО ЭЖЕКТОРА

*Э.М. Галявиев, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа,
И.Р. Кадыров, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа*

По теме экологии на шестнадцатой встрече группы двадцати (G20), прошедшей 30-31 октября в Риме, столице Италии, были приняты меры для ограничения роста глобального потепления на 1,5 градуса, путём сокращения выбросов парниковых газов до нуля к «середине века». Это потребует значимых и эффективных действий со стороны всех государств, включая Россию.

В работе проанализировано влияние стравливания технологических трубопроводов компрессорного цеха на окружающую среду, и разработана технология, позволяющая снизить выбросы парниковых газов в атмосферу [1].

Анализ объёма газа, теряемого в ходе стравливания из контура КЦ, показал, что в атмосферу безвозвратно уходит порядка 150000 м³ природного газа. Поскольку метан, как и углекислый газ, является парниковым газом, при утечках из газотранспортных систем он вносит вклад в глобальное потепление. Один килограмм метана на временном горизонте в 20 лет эквивалентен потенциалу глобального потепления от 35 кг углекислого газа [2].

Предполагается, что средняя плотность природного газа и объём стравливаемого контура КЦ составляет соответственно: $\rho = 0,8$ кг/м³ и $V = 150000$ м³. Тогда масса выбрасываемого в атмосферу природного газа составит:

$$m = \rho \cdot V,$$

где ρ – средняя плотность природного газа, кг/м³;

V – объём стравливаемого контура КЦ, м³;

$$m = 0,8 \cdot 150000 = 120000 \text{ кг.}$$

При содержании метана в природном газе $a_{CH_4} = 90\%$, масса выбрасываемого в атмосферу метана составит:

$$m_{CH_4} = m \cdot a_{CH_4},$$

где m – масса выбрасываемого в атмосферу природного газа, кг;

a_{CH_4} – содержание метана в природном газе, %;

$$m_{CH_4} = 120000 \cdot 0,9 = 108000 \text{ кг.}$$

Данная масса метана эквивалентна выбросу массы углекислого газа на временном промежутке в 20 лет:

$$m_{CO_2} = m_{CH_4} \cdot m_{экв},$$

где m_{CH_4} – масса выбрасываемого в атмосферу метана;

$m_{экв}$ – масса углекислого газа, эквивалентная массе килограмма метана на временном промежутке в 20 лет;

$$m_{CO_2} = 108000 \cdot 35 = 3780000 \text{ кг.}$$

Стоимость газа на собственные технические нужды ПАО «Газпром»:

– Цена на газ, используемый на собственные нужды и технологические потери (в пределах установленных норм) – 5268,00 руб за 1000 м³;

– Цена на газ, используемый на собственные нужды и технологические потери (сверх установленных норм) – 6058,80 руб за 1000 м³.

Тогда стоимость безвозвратно уходящего в атмосферу газа в пределах установленных и сверх установленных норм составит:

$$C_1 = V \cdot c_1,$$

где V – объём срабатываемого контура КЦ, м³;

c_1 – цена на газ, используемый на собственные нужды и технологические потери (в пределах установленных норм);

$$C_1 = 150000 \cdot 5,2680 = 790200 \text{ рублей.}$$

$$C_2 = V \cdot c_2,$$

где V – объём срабатываемого контура КЦ, м³;

c_2 – цена на газ, используемый на собственные нужды и технологические потери (сверх установленных норм);

$$C_2 = 150000 \cdot 6,0588 = 908820 \text{ рублей.}$$

Вариантом решения поставленной в работе задачи представляется выработка газа с КЦ на смежных цех компрессорной станции с применением газового эжектора.

Предполагается, что газ в контуре КЦ не срабатывается, а по монтируемой линии поступает на смежный цех компрессорной станции и вырабатывается с помощью газового эжектора.

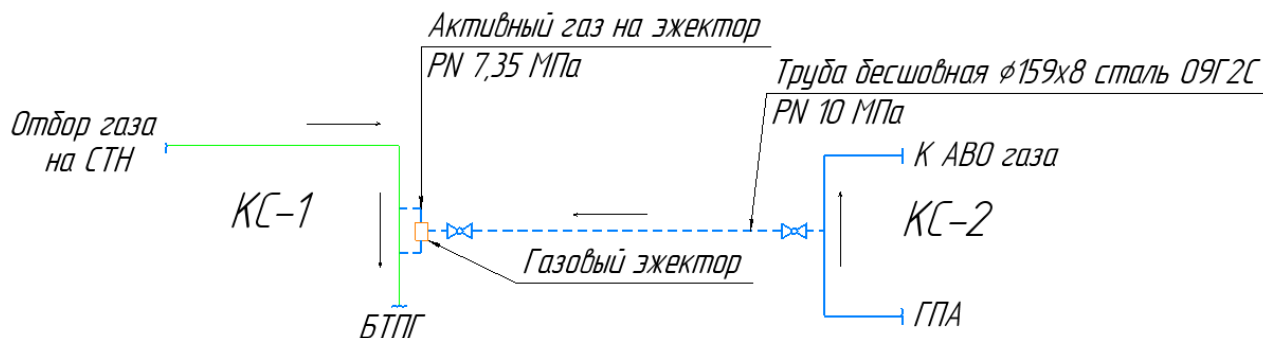


Рисунок 1 – Схема линии выработки газа с КС с применением газового эжектора

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Патент «Система и способ откачки газа из компрессорного цеха компрессорной станции». Заявка 2018123122, 25.06.2018.
- 2 А.А. Горюнкова, Д.В. Галунова. Экологические проблемы газовой промышленности. – Тульский государственный университет, 2014. [Электронный ресурс].- Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/ekologicheskie-problemy-gazovoy-promyshlenn>

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ В СИСТЕМАХ СБОРА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ, ВОДЫ И ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

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

В настоящее время большая часть трубопроводных систем ТЭК РФ (промысловых, магистральных, распределительных), построенных пол века назад, за исключением вновь открытых месторождений и малых населенных пунктах представлена стальными трубопроводами. Их эксплуатация, несмотря на высокие прочностные характеристики и технологичность СМР, связана с высокими рисками аварийных ситуаций в первую очередь по причинам коррозионных разрушений стали [1]. С целью снижения коррозионных воздействий на трубопровод в последнее время многие научные институты и нефтегазовые компании, в том числе зарубежные, рассматривают гибкие полимерные армированные трубы как альтернатива стальным трубам в трубопроводном транспорте углеводородов и воды [2]. Вышерассмотренные вопросы приобретают еще большую актуальность в разрезе задач декарбонизации экономики и достижения углеродной нейтральности нефтегазовой отрасли. Технологии снижения выбросов CO₂ путем их улавливания, сбора и захоронения не могут быть эффективно реализованы без решения важной задачи обеспечения надежного, безопасного трубопроводного транспорта углекислого газа, который при наличии воды вызывает коррозионные разрушения трубопровода [3]. Требования к нормативному проектированию объектов транспортировки CO₂ на сегодняшний день также отсутствуют.

Целью данной работы является научно практическое и технико-экономическое обоснование применения неметаллических трубопроводах в существующих и перспективных системах трубопроводного транспорта страны, а также рассмотрение режимов транспортировки CO₂ по трубопроводу.

Для решения поставленной цели были определены следующие задачи:

1. Определение укрупненных технико-экономических показателей строительства и эксплуатации трубопроводных систем из стальных и неметаллических трубопроводов.

2. Обоснование оптимальных теплогидравлических режимов и коррозионных рисков перекачки CO₂ в трубопроводных системах сбора, транспорта и сетях распределения.

С целью увеличения рабочего диапазона (Q) применения полимерных и композитных труб в трубопроводном транспорте углеводородов было предложено строительство неметаллических трубопроводов в параллельные нити.

В результате были получены зависимости (1) и (2) диаметра для нескольких параллельных нефте- и газопроводов одинакового диаметра от шероховатости материала соответственно:

$$d_i = D \cdot \frac{1}{(n)^{\frac{2}{5.25}}} \cdot \left(\frac{\Delta_{com}}{\Delta_{st}} \right)^{\frac{1}{21}} \quad (1)$$

$$d_i = D \cdot \frac{1}{n^{\frac{1}{2.6}}} \cdot \left(\frac{\Delta_{com}}{\Delta_{st}} \right)^{\frac{1}{2.6}} \quad (2)$$

где n – количество параллельных нефте- и газопроводов, Δ_{com} и Δ_{st} – шероховатость композитных и стальных труб соответственно.

Проведенный укрупненный технико-экономический расчет применения параллельных неметаллических трубопроводов малого диаметра, чем стальной трубопровод показал экономическую эффективность использования неметаллических трубопроводов при транспортировке углеводородов. Таким образом их применение позволит существенно снизить как инвестиции, так и издержки в ходе эксплуатации, а также существенно снизит срок окупаемости проекта, что позволит раньше реинвестировать полученные деньги.

В заключение в работе было проведено обоснование оптимальных тепло-гидравлических режимов с точки зрения коррозионных рисков перекачки углекислого газа в трубопроводных системах сбора, магистрального транспорта и сетях распределения в жидкой, газообразной и сверхкритической фазах. Для решения задачи использовались ПК Multiflash, OLGA, PipeSim. В работе были изучены тепло гидравлические свойства CO₂ и оценены коррозионные риски в трубопроводах CO₂ при осуществлении перекачки в жидкой, газообразной и сверхкритической фазах. На основе полученных результатов были даны рекомендации по эксплуатации трубопроводов углекислого газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Отчет руководства ПАО «Газпром» за 2018 год [Электронный ресурс]. - Режим доступа 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-ings.com/UserFiles/ContentFiles/norm%20dok/2017-12-13_13-32-42_04.pdf (дата обращения 15.02.2021).
3. Энергетический кризис и углеродная нейтральность // URL: <https://www.vedomosti.ru/opinion/articles/2022/02/20/910170-energeticheskii-krizis> (дата обращения: 10.10.2022).

УДК 622.692.4

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ СКЛОНОВЫХ ПРОЦЕССОВ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Е.А. Гильмияров, ТИУ, г. Тюмень

Современные трубопроводные системы имеют значительную линейную протяженность и пересекают различные типы местности, включая горную местность, особые инженерно-геологические условия которой необходимо учитывать на протяжении всего жизненного цикла трубопроводов. Особое внимание при проектировании, сооружении и эксплуатации трубопроводных систем в горных условиях должно быть уделено склоновым процессам. Обвал масс и обломков горных пород под действием силы тяжести, как разновидность склоно-

вых процессов, может стать причиной возникновения аварийных ситуаций при строительстве и эксплуатации трубопроводных систем в результате воздействия на сооружения значительных динамических нагрузок [1].

Так, согласно данным Сообщества европейских операторов газопроводов по учету аварий и инцидентов (EGIG) [2], частота возникновения аварийных ситуаций на трубопроводах по причине обвалов и оползней за 2010-2019 гг. составила 96,55% среди аварий связанных с воздействием природных явлений, а доля аварийных ситуаций, возникших из-за склоновых процессов, составила 15% от общего числа всех произошедших аварий за данный период. При этом известно, что в результате динамического воздействия обломков:

- доля аварий с повреждением газопроводов в виде трещины – 6%;
- доля аварий с повреждением газопроводов в виде отверстия – 22%;
- доля аварий с повреждением газопроводов в виде разрыва – 46%.

Несмотря на то, что обломки горных пород, как правило, характеризуются относительно небольшими размерами, они движутся с высокой скоростью, до нескольких десятков метров в секунду. Особенности строения горных пород напрямую влияют на форму обломков и характер их движения по склону, определяя начальную скорость и кинетическую энергию при ударе. В рамках проводимых автором исследований в программном комплексе ANSYS рассматривался случай воздействия на трубопровод обломков изотропной породы сферической и кубической формы одинакового объема и плотности. В работе был принят объем обломков 1 м^3 и плотности 2400, 2600, 2800 кг/м^3 , скорость схода обломков $5\div 30 \text{ м/с}$. Также принимается, что при ударе объем обломков остается неизменным. Ударное воздействие приходилось по верхней образующей стенки трубы.

Проводимые исследования показали, что с увеличением скорости происходит постепенное увеличение глубины вмятины, при этом чем меньше скорость удара, тем ближе значения глубины вмятины для обломков разной формы. Также показано, что при одинаковом диапазоне изменения скорости, глубина вмятины для сферического обломка больше, чем для кубического, что означает, что вмятины от обломков сферической формы более чувствительны к скорости удара.

Плотность горной породы также является значимым фактором – чем больше плотность обломков, тем больше ожидаемая ударная деформация трубопроводов. При падении сферического обломка на трубопровод глубина вмятины больше, чем для обломка кубической формы того же объема. Таким образом, более эффективные защитные меры необходимо предусматривать для вероятных обвалов не окатанных обломков горных пород с большей плотностью.

Результаты моделирования показали, что по мере роста значения внутреннего давления в трубопроводе происходит постепенное уменьшение глубины образуемой вмятины. Так, при внутреннем давлении равном 10 МПа глубина распространения деформации уменьшалась на 14% и 17% соответственно для сферической и кубической формы обломков. Таким образом, необходимо

учитывать внутреннее давление при исследовании деформаций трубопроводов, вызванной ударным воздействием обломков породы.

Во время обвала столкновение обломков с телом трубопровода может происходить под разными углами, поэтому угол падения принимался равным $\alpha = 15...90^\circ$ с шагом в 5° . При увеличении угла падения зона пластической деформации в теле трубы сначала увеличивается, а затем уменьшается, достигая своего пика при значении $\alpha = 45^\circ$ вне зависимости от формы обломков.

Поскольку модель кубической формы обломков не является осесимметричной, в исследовании рассматривался сценарий контакта между центром нижней поверхности кубического обломка и поверхностью трубопровода. При наклонном ударе распределение пластической деформации трубопровода крайне неравномерно и для случая кубического обломка вызываемые пластические деформации в основном сосредоточены в зоне контакта между гранью кубического обломка и трубопроводом. В связи с этим при малых значениях α схождение таких обломков с большей вероятностью может привести к разрыву стенки трубопровода.

Таким образом, исследование показало необходимость учета основных параметров обвалов при проектировании горных трубопроводов, а также необходимость дальнейшего изучения темы с учетом расширения списка параметров и динамического воздействия схождения обломков горных пород на заглубленные трубопроводы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Marinos V. Landslide geohazard for pipelines of natural gas transport / V. Marinos, G. Stoumpos, G. Papathanassiou, N. Grendas, D. Papouli, C. Papazachos // Proceedings of the 14th International Congress of the Geological Society of Greece 25-27 May 2016. – Thessaloniki, Greece, 2016. – P. 845-853.
2. 11th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970-2019) / URL: <https://www.egig.eu/reports/> (дата обращения : 20.10.2022).

УДК 620.197:622.69

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ В ТРАССОВЫХ УСЛОВИЯХ

М.А. Гладких, Т.В. Дмитриева, УГНТУ, г. Уфа

Современная тенденция в изоляции при строительстве и капитальном ремонте магистральных трубопроводов – это применение труб с изоляцией, нанесенной в заводских условиях. Сегодня в России порядка 10 основных заводов выпускают трубы с заводской изоляцией. Трубы предназначены для нефтегазопроводов широкого спектра диаметров и типов защитных покрытий.

Однако существует определенный объем работ связанный с переизоляции магистральных нефтегазопроводов при выполнении капитального ремонта. В связи с этим нанесение изоляции в трассовых условиях не теряет своей актуальности. Данная работа посвящена изучению свойств материалов и покрытий для изоляции трубопроводов в трассовых условиях.

Основными типами широко используемых изоляционных покрытий для трассового нанесения являются покрытия на основе битумно-полимерных мастик, известных с 80-х годов прошлого века. В последнее время находят широкое применение рулонные материалы на основе битумно-полимерных мастик, которые наносятся на трубопровод без предварительного подогрева «холодным» способом с использованием изоляционных машин.

Технологии «холодного» применения являются перспективными и представляют собой использование рулонных материалов с полимерной несущей основой, а также с несущей основой в виде стеклосетки.

Многолетняя практика эксплуатации битумно-полимерных изоляционных покрытий трубопроводов свидетельствует о том, что их физическая природа адгезионных связей покрытия с металлом не обеспечивает их сохранение в течении длительного срока эксплуатации. В связи с чем создания надежных в долгосрочной перспективе покрытий, является создание химического взаимодействия материалов с металлом, то есть формирование адгезии за счет химической связи. Этим условиям удовлетворяет нефтеполимер Асмол.

Защитные свойства Асмолы определяются адгезионным взаимодействием мастичного слоя с поверхностью защищаемого металла, адгезия носит химический характер. Доказательства химической связи Асмолы с поверхностью металла представлены на рисунке 1. Экспериментальные данные получены и предоставлены лабораторией ООО «Научно-исследовательский центр «ПО-ИСК»»

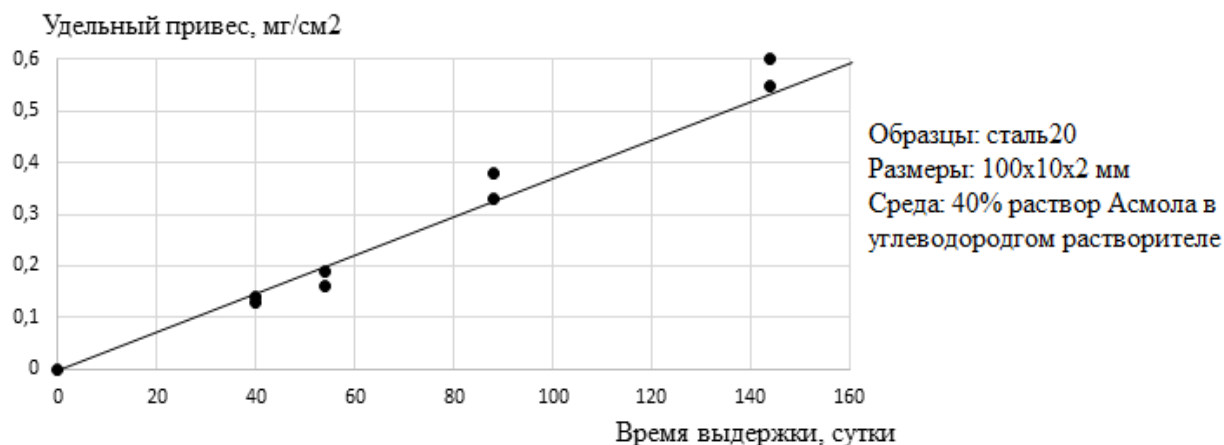


Рисунок 1 – Зависимость привеса образцов от времени выдержки в растворе Асмолы

При выдержке металлической пластинки в 40% растворе Асмолы в углеводородном растворителе наблюдается привес массы пластины в течении 160 суток. То есть происходит сорбция Асмолы на металле, при этом сорбированный Асмол не удаляется при интенсивном смыве. Под оптическим микроскопом при 1000-кратном увеличении наблюдается изменение цвета поверхности металла, появляется устойчивый матовый серый цвет.

Указанный вывод подтверждается и на практике. Так при обследовании состояния Асмольных изоляционных покрытий на магистральных газопроводах

ПАО «Газпром», после 5-6 лет эксплуатации на различных участках, отличающихся условиями прилегания, Асмольные покрытия полностью сохранили свои защитные свойства и обеспечили пассивную защиту газопроводов от почвенной коррозии.

Приведенные данные свидетельствуют о возможности применения битумно-полимерных и асмольных покрытий с учетом условий эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

УДК 622.691: 622.692

ОБ ОПТИМИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕННЫХ ПРИСАДОК

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

В процессе эксплуатации магистральных трубопроводов, предназначенных для перекачки нефти и нефтепродуктов, одной из ключевых задач эксплуатирующей организации является оптимизация энергопотребления и выбор карты технологических режимов, что положительным образом влияет на себестоимость перекачки и, таким образом, повышает экономические показатели деятельности такой организации.

Известный в научной и практической среде эффект снижения гидравлического сопротивления перекачиваемой жидкости при введении в ее поток противотурбулентных присадок давно и успешно применяется на практике не только зарубежных, но и отечественных трубопроводных компаний. Более того, с 2019 года на территории особой экономической зоны «Алабуга» дочерней компанией ПАО «Транснефть», а именно ООО «Транснефть – Синтез», в рамках успешной политики импортозамещения успешно реализовано производство различных видов противотурбулентных присадок, обеспечивающее необходимые в них потребности.

В настоящее время при разработке карты технологических режимов конкретного «технологического участка» дочерними организациями трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов учитываются различные параметры – например, физико-химические характеристики жидкости, заданный объем ее перекачки по трубопроводу, планируемое количество электроэнергии, необходимой для работы насосных агрегатов, обеспечивающих перекачку нефти и нефтепродуктов, а также другие факторы. При этом, как известно, в деятельности трубопроводных компаний плата за потребляемую электроэнергию для пе-

рекачки нефти и нефтепродуктов составляет наибольшую долю в структуре эксплуатационных затрат. Для их сокращения компании проводят масштабные программы энергоэффективности, в рамках которых реализуют целые комплексы мер, включающие повышение коэффициента полезного действия насосных агрегатов, замену рабочих колес насосов, проверку герметичности обратных клапанов, очистку магистрального трубопровода от асфальтосмолопарафиновых отложений, а также другие действия по мере их необходимости.

С технико-экономической точки зрения перспективным методом сокращения энергозатрат, т.е. оптимизации структуры потребления электроэнергии для работы насосных агрегатов, является разработка комплексных планируемых решений, при которых противотурбулентные присадки используются для компенсации «мощности» отключаемого насосного агрегата, если это позволяют условия эксплуатации, в том числе заданные величины подпоров и величины максимально разрешенных напоров на конкретном технологическом участке.

При определенных ситуациях, каждая из которых, безусловно, должна рассматривать комплексно (т.е. с учетом всех технологических и экономических факторов) представляет возможным подобрать такие параметры противотурбулентных присадок (их тип, концентрация, планируемая величина снижения гидравлического сопротивления) и насосов (гидравлическая характеристика, коэффициент полезного действия, число одновременно работающих агрегатов), что величина затрат на применение присадок будет меньше величины эксплуатационных затрат на потребляемую насосом электроэнергию. Комплексная задача по фрагментированию платы за потребляемую электроэнергию на различные составляющие, которые могут меняться для различных субъектов Российской Федерации, а также рассмотрение гидравлических и эксплуатационных характеристик насосных агрегатов и технологических участков, при долгосрочном планировании режимов перекачки по магистральным трубопроводам может стать новой реальностью работы служб эксплуатации. При этом, использование противотурбулентных присадок собственного производства (а, значит учитывающих требования служб эксплуатации) при составлении карты возможных технологических режимов для обеспечения заданного плана перекачки нефти или нефтепродуктов могут быть достигнуты показатели снижения энергопотребления, что послужит дальнейшим развитием научных исследований и прикладным образом будет способствовать повышению энергоэффективности трубопроводного транспорта углеводородов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. А.Л. Булыгин, Н.Н. Голунов, М.В. Лурье, Е.О. Штанько. Способ уменьшения эксплуатационных затрат на перекачку нефти за счет использования противотурбулентной присадки // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022. – Т. 12. – № 1. – С. 57 – 67.
2. Лурье М.В., Голунов Н.Н., Дидковская А.С. Оптимальные концентрации противотурбулентной присадки для увеличения пропускной способности магистрального нефтепровода. Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021;(9-10):90-95.

3. Голунов Н.Н., Лурье М.В. Выбор оптимального режима эксплуатации технологического участка нефтепровода с применением карт режимов работы // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018;(12):20-24.
4. Бахтизин Р.Н., Гареев М.М., Лисин Ю.В. и др. Нанотехнологии для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов. СПб.: Недра, 2018. 352 с.
5. Ревель-Муроз П.А. Разработка методов повышения энергоэффективности нефтепроводного транспорта с внедрением комплекса энергосберегающих технологий. Дис. кандидата техн. наук: 25.00.19. Уфимский гос. нефтяной техн. университет, 2018.

УДК 662.769.2

ТРАНСПОРТИРОВКА ВОДОРОДА ПО ГАЗОПРОВОДАМ В ВИДЕ МЕТАНОВОДОРОДНОЙ СМЕСИ

Н.М. Дарсалия, Р.Р. Фарухшина, УГНТУ, г.Уфа

В последние годы интерес к водородной энергетике, как к одному из направлений использования альтернативного источника энергии, растет.

В связи с появлением новых технологий, позволяющих получать водород из попутного нефтяного газа, появилась необходимость в его хранении и транспортировке. В качестве решения этой проблемы, была рассмотрена возможность перекачки водорода в качестве метано-водородной смеси (МВС), т.е. природного газа с определенным содержанием водорода (таблица 1).

В работе были проведены расчеты по перекачке МВС по действующим магистральным газопроводам при различных процентных соотношениях водорода к природному газу.

Таблица 1 – Параметры МВС в зависимости от процентного содержания водорода

Процент ввода водорода в смесь, %	Плотность МВС при стандартных условиях, кг/м ³	Коэффициент сжимаемости полученной смеси при рабочем давлении в трубопроводе
0	0,763	0,795
5	0,729	0,808
10	0,696	0,820
15	0,662	0,833
20	0,628	0,846
30	0,561	0,870
40	0,494	0,894

Также было исследовано влияние содержания водорода в метано-водородной смеси на газодинамические характеристики трубопровода, главным образом на давление и расход газа в газопроводе, а также на режим работы компрессорной станции.

Расчеты проводились для Уренгойского газоконденсатного месторождения, где есть возможность применить новую технологию получения водорода из попутного газа, и участка между компрессорными станциями Новопсковского коридора, по которому предлагается транспортировать МВС.

По результатам, представленным в виде графиков (рисунок 1), видно, что при увеличении содержания водорода в смеси, давление в газопроводе увеличивается, что говорит об уменьшении потерь напора на трение, по сравнению с транспортировкой чистого природного газа.

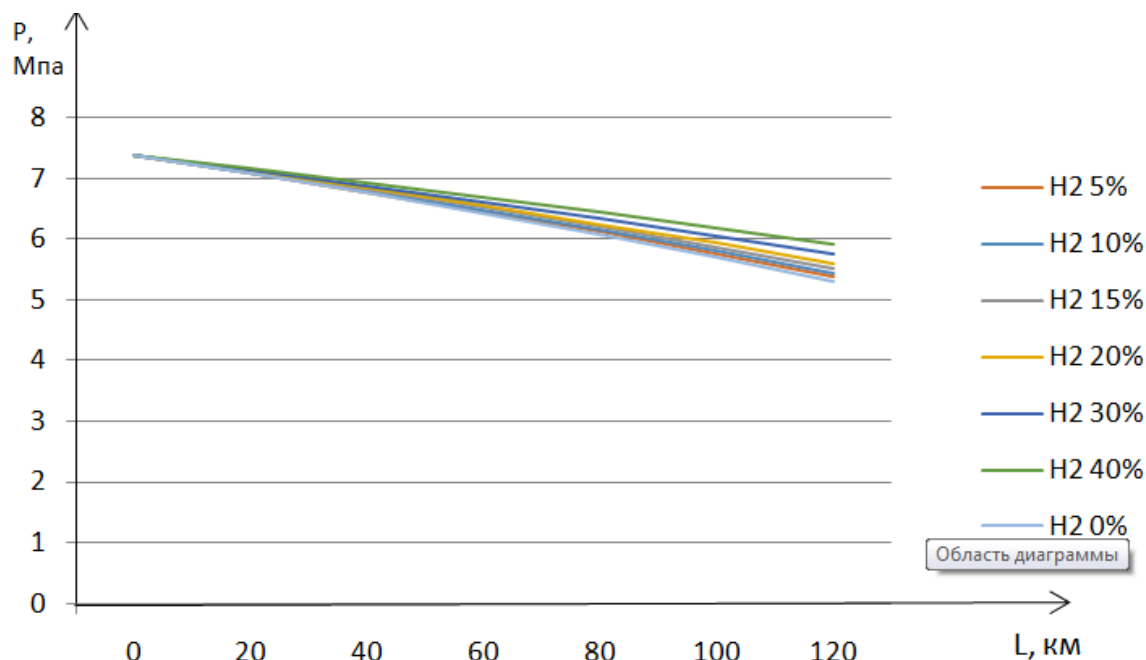


Рисунок 1 – Изменение давления по длине трубопровода при различных концентрациях водорода

Полученные результаты в целом показывают незначительное влияние процентного содержания водорода в МВС на давление и пропускную способность газопровода, что является весомым аргументом в пользу возможности транспортировки водорода по существующим газопроводам.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Козлов С.И., Фатеев В.Н. Водородная энергетика: современное состояние, проблемы, перспективы / Под ред. Е.П. Велихова. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. – 520 с.
2. Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение. Справ. изд. Под ред. Д.Ю. Гамбурга, Н.Ф. Дубровкина. – М., Химия, 1989. – 672с.
3. Jasionowskiw.j. et al. Gas distribution equipment in hydrogen service. Int.j. Hydrogen energy 5 (1980) 323-336.
4. Simbeck D.D., Chang E. «Hydrogen supply: Cost estimates for hydrogen pathways. Scoping analysis» SFA Pasifi c Jul. Mountain View, CA 2002.
5. Freedom CAR& Fuel partnership. Hydrogen Delivery Technologies Roadmap 5 November 2005.

РАЗРАБОТКА ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА РЕМОНТНЫХ РАБОТ С ВЫРЕЗКОЙ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ

Э.Р. Джемилёв, И.А. Шаммазов, Д.И. Сидоркин, СПГУ, г. Санкт-Петербург

Одним из наиболее часто применяемых методов ремонта магистральных трубопроводов является вырезка дефектного участка. При осуществлении данного метода ремонта возможно резкое смещение концов трубопровода после его резки, что является небезопасным для жизни и здоровья рабочих, приводит к поломке фрезы и вырыванию металла трубы в конце процесса резки. При этом регламентом по вырезке дефектных участков магистральных трубопроводов РД 153-39.4-067-04 не предусматривается комплекс работ по устранению возможного смещения концов трубопровода перед его резкой. В связи с этим для минимизации величины смещения концов трубопровода в производственных условиях его зачастую прижимают ковшом экскаватора, что противоречит технике безопасности ведения ремонтных работ. К тому же для дальнейшей приварки нового участка необходимо осуществлять центрирование концов трубопровода до положения их соосности. Для этого применяются тяжелые и дорогостоящие трубоукладчики, транспортировка которых к месту производства ремонтных работ требует дополнительной оплаты разрешения на провоз негабаритной техники.

Смещение концов трубопровода в результате его резки представлено на рисунке 1.



Рисунок 1 – Смещение концов трубопровода в результате его резки

Для обоснования нецелесообразности применения трубоукладчиков в процессе ремонтных работ с точки зрения экономической эффективности был проведен расчет эксплуатационных затрат на производство работ по вырезке дефектных участков магистральных трубопроводов одним сервисным подразделением, осуществляющим 40 вырезок в год с применением двух трубоукладчиков при каждом ремонте.

В результате расчета сумма эксплуатационных затрат на производство ремонтных работ составляет 16,326 млн руб, при этом подавляющая часть затрат обусловлена применением трубоукладчиков для центрирования концов трубопровода.

Доля каждого вида эксплуатационных затрат в общей их структуре представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Распределение годовых эксплуатационных затрат при ремонте по применяемой технологии

Исходя из проблемы резкого смещения концов трубопровода в процессе его резки, а также выявленных технологических недостатков применения трубоукладчиков для центрирования концов трубопровода, была разработана конструкция устройств фиксирования и центрирования концов трубопровода [1]. Положение данных устройств фиксируется в пространстве с помощью буровых анкеров, забуриваемых по краям от трубопровода, далее посредством захватов, оборудованных гидроцилиндрами, осуществляется обхватывание и фиксирование положения концов трубопровода в процессе его резки. После чего проводится центрирование концов трубопровода с помощью гидроцилиндров. При этом данные операции возможно осуществлять без присутствия рабочего персонала в траншее трубопровода, что существенно повышает не только технологическую и экономическую эффективность ремонтных работ, но и уровень производственной безопасности.

Также в результате проведенной оценки максимальной стоимости устройств фиксирования и центрирования, исходя из срока их окупаемости, равного двум годам, и рассчитанной ежегодной экономии эксплуатационных затрат за счет применения устройств вместо используемых в настоящее время трубоукладчиков, максимальная стоимость устройств составила 21 584,8 тыс. руб., чистый дисконтированный доход к концу срока эксплуатации предлагаемых устройств, равного десяти годам, составит 35 259,88 тыс. руб. для одного сервисного подразделения компании, осуществляющей транспорт нефти и газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. 2763096 РФ, МПК F16L 1/10, F16L 1/026. Устройство фиксирования и центрирования концов трубопровода при вырезке его дефектного участка / Д. И. Сидоркин, И. А. Шаммазов, Э. Р. Джемилев. 2021109873, Заявлено. 09.04.2021; Опубл. 27.12.2021. Бюл. 36.

СПЕЦИФИКА ФОРМИРОВАНИЯ ИЗНАШИВАЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В УЗЛАХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ СКОРОСТЕЙ ДВИ- ЖЕНИЯ ПОТОКА ГАЗА

*О.Б. Дубинова, О.Ю. Елагина, Ю.С. Дубинов, А.К. Прыгаев
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва*

Газораспределительная станция (ГРС) – является одним из основных объектов в системе магистральных газопроводов. В ее состав входят узлы и элементы, которые в процессе эксплуатации испытывают различные по величине случайные нагрузки и воздействия, негативно влияющие на надежность узлов ГРС и приводящие к развитию разного рода дефектов, отказам и последующим разрушениям трубопроводов и элементов ГРС.

Повышение скорости движения потока газа в период его максимального отбора может приводить к усилению негативных нагрузок, а также интенсификации изнашивающих воздействий на элементы трубопроводной обвязки (ТПО) и узлы ГРС.

Главной причиной появления большей части дефектов при работе ГРС в режиме нормативной нагрузки является наличие вибрации, которая при повышенных скоростях потока газа принимает более интенсивный характер и способна усилить газоабразивное и эрозионное изнашивание. Поэтому актуальной задачей является изучение влияния вибрации на особенности развития процессов изнашивания и на работоспособность элементов ТПО и узлов ГРС.

Одним из потенциально опасных факторов, возникающих под воздействием вибрационных нагрузок, является развитие фреттинг-изнашивания между контактирующими поверхностями во фланцевых соединениях.

Исходя из анализа существующих теорий [1-4], одним из параметров, влияющих на интенсивность фреттинг-изнашивания и определяющих скорость развития данного процесса, является контактное давление или давление обжатия, формирующееся требуемым усилием прижатия между контактирующими поверхностями фланца и уплотнения.

Исследование специфики формирования фреттинг-износа при разных усилиях прижатия во фланцевых соединениях проводилось с помощью лабораторных испытаний пар трения различного материального исполнения на установке для фреттинг-изнашивания. По полученным данным составлены зависимости изменения интенсивности изнашивания от комплексного показателя фреттинга (таблица 1), представляющего собой кинетическую энергию вибрации, отнесенную к единице площади контактной поверхности образцов [5]:

$$k = \frac{P \cdot v_k^2}{2 \cdot g \cdot F} = \frac{q \cdot v_k^2}{2 \cdot g} [\text{Н/м}] \quad (1)$$

где P – усилие прижатия, Н; v_k – скорость колебаний, мм/с; g – ускорение свободного падения, м/с²; F – площадь контактной поверхности образца, мм², равная 50 мм²; q ($q_{\text{обж}}$) – контактное давление (давление обжатия), МПа.

Таблица 1 – Зависимости для расчета интенсивности изнашивания уплотнений при разной величине комплексного показателя фреттинга

ТРГ-сталь 20	$I_{\text{ме-упл}} = 2 \cdot 10^{-7}$
Паронит-сталь 20	$I_{\text{ме-упл}} = 3 \cdot 10^{-9} \cdot \exp^{0,003k}$
Полиуретан-сталь 20	$I_{\text{ме-упл}} = -6 \cdot 10^{-8} \cdot \ln(k) + 4 \cdot 10^{-7}$
Сталь 20 – сталь 20	$I_{\text{ме-упл}} = 7 \cdot 10^{-9} \cdot \exp^{0,0025k}$

Также для данных пар трения рассчитана величина износа при разных виброскоростях и значениях давления обжатия, определена пара трения, в которой, исходя из расчетов, менее интенсивно происходит уменьшение толщины уплотнения и, как следствие, снижения давления обжатия, а также разработана методика расчета и уравнения прогнозирования продолжительности безотказной работы фланцевого соединения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шалапко Ю.И., Тарасова Т.В. Процессы динамики поверхностных слоев при малоамплитудном фреттинге//Трение и износ. – 2013. – Т. 34. - № 3. – С. 227-236.
2. Bohorquez L., Vazquez J., Navarro C., Dominguez J. On the Prediction of the Crack Initiation Path in Fretting Fatigue/L. Bohorquez, J. Vazquez, C. Navarro, J. Dominguez//Theoretical and Applied Fracture Mechanics. – 2019. – Vol. 99. – P. 140-146.
3. Островский М.С. Фреттинг как причина снижения надёжности горных машин//Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2011. - № 3. – С. 315-331.
4. Xin Liu, Jinxiang Liu, Zhengxing Zuo, and Huayang Zhang. The Effect of Wear on Short Crack Propagation under Fretting Conditions/ Liu Xin, Liu Jinxiang, Zuo Zhengxing, Zhang Huayang//International Journal of Mechanical Sciences. – 2019. – Vol. 157-158. – P. 552—560.
5. Дубинова О.Б., Елагина О.Ю., Дубинов Ю.С. Исследование влияния фреттинга на опасность разгерметизации фланцевых соединений на объектах ГРС в условиях повышенных вибраций // Труды Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. - 2022. – № 2(307). – С. 158-171. – DOI 10.33285/2073-9028-2022-2(307)-158-171.

УДК 532.5

ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИКИ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ

С.М. Дудин, ТИУ, г. Тюмень

На современной этапе развития трубопроводной транспортной инфраструктуры характерным является эксплуатации трубопроводов в режимах переменной нагрузки, при давлениях отличных от проектных. Особое значение это приобретает для трубопроводов, транспортирующих газожидкостные и нестабильные среды, а также для участков трубопровода, где возникают условия для проявления эффектов многофазности продукта и нестационарности режима течения. В связи с указанными особенностями эксплуатации подтверждается актуальность своевременной оценки гидродинамического состояния перекачи-

ваемого продукта в трубопроводе с целью оптимизации энергетических затрат на его транспорт [2].

Вопросам математического моделирования движения газожидкостных смесей в трубопроводах посвящено значительное количество работ отечественных и зарубежных авторов, в том числе труды А.И. Гужова, В.Ф. Медведева, Р.И. Нигматулина, Н.А. Яковлева, М.А. Гусейнзаде, В.Н. Антипьева, М.В. Лурье, А.Б. Шабарова и других ученых. Основой для дальнейшего развития вопросов физико-математического моделирования гидродинамики двухфазных потоков в трубопроводах являются труды Нигматуллина Р.И. На базе предложенных им уравнений баланса массы, импульса и сохранения массы в Тюменском индустриальном университете под руководством профессора Шабарова А.Б. разработана физико-математическая модель равновесного течения углеводородной смеси в магистральном трубопроводе [1].

Таблица 1 – Эксплуатационные характеристики магистрального конденсатопровода «Уренгой - Сургут»

Исходный компонентный состав, массовая доля %								Массовая доля воды, %	Наружный диа- метр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Среднесуточное давление, кгс/см ²	Среднесуточная температура, °C
Метан, C ₁	Этан, C ₂	Пропан, C ₃	и-Бутан, iC ₄	н-Бутан, nC ₄	и-Пентан, iC ₅	н-Пентан, nC ₅	Гексан +					
В начальной точке трассы трубопровода												
0,09	0,67	12,98	7,02	11,63	5,9	6,33	55,38	0,00	720	7,6	31	21,8
В конечной точке трассы трубопровода												
0,07	0,6	12,9	11,8	7,1	6,04	5,72	55,5	0,00	720	7,6	11,9	1,25

Разработанную на основе физико-математической модели расчетную методику апробировали применительно к магистральному конденсатопроводу, транспортирующему углеводородную смесь деэтанизированного конденсата с нефтью. Эксплуатационные характеристики анализируемого трубопровода приведены в таблице 1.

На рисунке 1 представлены результаты параметрического исследования режимов течения углеводородной смеси (УВС) в магистральном трубопроводе с использованием разработанной физико-математической модели на основе эксплуатационных данных, приведенных в таблице 1. Относительное отклонение расчетных значений перепада давления и температуры от экспериментальных составило, соответственно, менее 7% и 1,65%.

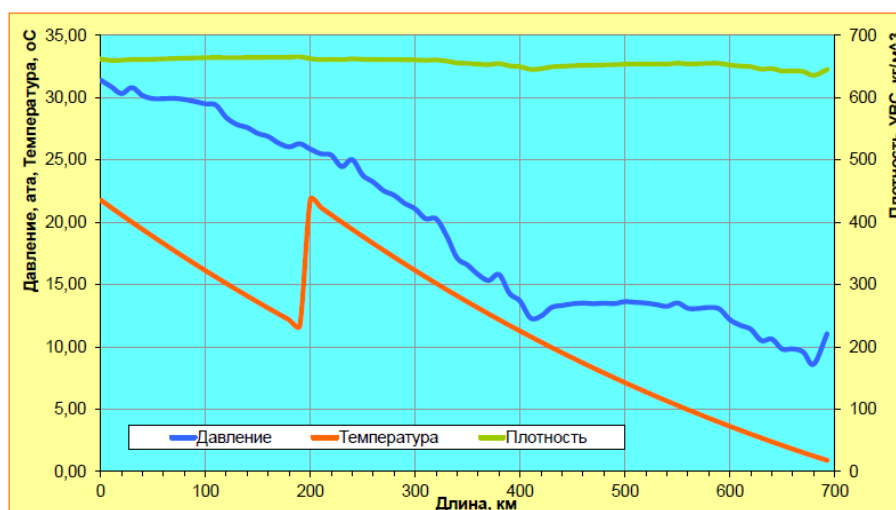


Рисунок 1 – Расчетные параметры углеводородной смеси по длине трассы трубопровода

Расчетно-параметрическое исследование гидродинамики газоконденсатной смеси исходного компонентного показывает, что при снижении рабочего давления перекачки до 25 ата на начальном участке трубопровода УВС переходит в двухфазное газожидкостное состояние примерно на 650-м км трассы трубопровода и далее до конечного сечения трубопровода смесь движется в двухфазном состоянии.

В результате выполненных исследований подтверждена сходимость результатов расчета изменения давления и температуры на основе разработанной модели с известными натурными экспериментальными данными и выявлено влияние термобарических условий во входном сечении трубопровода на фазовое равновесие и параметры в его выходном сечении.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Моделирование фазового состава газоконденсата в трубопроводах. /Дудин С.М., Земенков Ю.Д., Шабаров А.Б., Саранчин Н.В. // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень: изд-во ТюмГНГУ, 2010. – №6. – с. 63-68.
2. Управление энергоэффективностью: моделирование режимов течения углеводородного сырья в трубопроводах: Монография/ Дудин С.М., Земенков Ю.Д., Курушина Е.В. Моисеев Б.В, Аптразаков Р.А., Мухортов А.А. – Тюмень: издательство «Вектор Бук», 2016. – 333с.

УДК 665.7

АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

И.Д. Ежова, А.М. Ревазов,

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

Природный газ является перспективное топливом и сейчас уже занимает значительную часть в мировом энергетическом балансе. В настоящее время на международном рынке газа активно набирает популярность торговля сжиженного природного газа (далее – СПГ).

В рамках работы были изучены основные свойства СПГ, в результате чего выделены основные плюсы использования сжиженного природного газа. Преимущества представлены ниже [1]:

- дешевизна в сравнении с такими источниками энергии как нефть и дизельное топливо;
- экологичность топлива, способствующая повышению качества продукции, снижению затрат на техническое обслуживание;
- удобство транспортировки и хранения.

Но не смотря на все преимущества в области безопасности, СПГ относится к опасным веществам. На открытом пространстве при нормальной температуре он возвращается в газообразное состояние, и из одного объема СПГ образуется примерно 600 объемов газа. При испарении природный газ может воспламениться, если произойдет контакт с источником пламени. Наиболее опасные сценарии развития аварий, свойственных объектам СПГ:

- пожар в проливе;
- взрыв газового облака в ограниченном пространстве;
- взрыв газового облака в неограниченном пространстве;
- взрыв расширяющихся паров вскипающей жидкости.

Анализ аварий показал, что наиболее вероятным сценарием является постепенное испарение криогенной жидкости и образование пожаровзрывоопасной смеси в ограниченном пространстве. Также стоит отметить, взрыв метано-воздушной смеси в открытом пространстве наименее вероятен. Метан легче воздуха, что способствует рассеиванию при утечках. Далее построено дерево событий для разгерметизации изотермических резервуаров полной герметизации (рисунок 1).

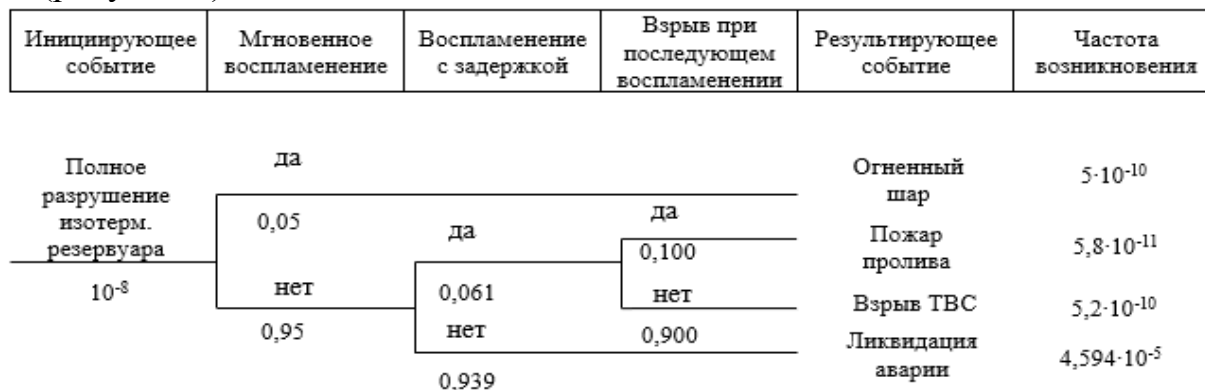


Рисунок 1 - Дерево событий для полного разрушения изотермического резервуара

Проанализировав дерево событий, можно сделать вывод о том, что вероятность возникновения аварии очень мала, но всё же существует. Также это доказывает недавняя авария на заводе СПГ в Техасе (08.06.2022). Поэтому повышение обеспечения производственной безопасности на объектах СПГ является актуальной темой.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Tomasz Zwegliński Conventional Event Tree Analysis on Emergency Release of Liquefied Natural Gas. Int. J. Environ. Res. Public Health 2022, 19, 2961.

ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ ВНУТРИТРУБНОГО ДЕФЕКТОСКОПА НА ОСНОВЕ СОЗДАВАЕМОГО ИМ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЙ

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

Магистральный трубопровод – это объект повышенной опасности, контроль параметров которого является важнейшей задачей эксплуатирующих организаций. Все дефекты технического состояния таких объектов должны быть своевременно обнаружены и устранены в отведённые на это сроки, которые зачастую бывают достаточно сжатыми из-за необходимости соблюдать график поставок транспортируемого продукта потребителям [1].

Основные причины нарушения конструкционных свойств трубы – это коррозия и эрозия материала труб, имеющая место вследствие того, что фактически перекачиваемая среда является двухфазной. Первая фаза – это непосредственно транспортируемый продукт, а вторая – неизбежно находящиеся в нём механические примеси. Также особого внимания требуют возможные дефекты сварных швов [2]. Для принятия инженерных решений, направленных на предотвращение дорогостоящих отказов, последствия которых могут быть катастрофическими, необходимо проведение регулярной достоверной оценки целостности трубы. Для выявления и количественной оценки аномальных особенностей и дефектов, включая внутренние коррозионные повреждения, обычно используют внутритрубные инспекционные снаряды, на основе полученных ими данных можно провести такую оценку.

Известно, что при внутритрубной диагностике определение координаты выявленного дефекта производится на основании данных систем навигации и одометрической системы, которыми оборудован диагностический снаряд. Известно, что эти системы имеют погрешности, в связи с чем, неточность определения координаты найденного снарядом дефекта может достигать 20 метров при длине исследуемого участка всего в 1 км [3]. Для решения этой проблемы предлагается альтернативная методика определения координаты снаряда в момент обнаружения дефекта, не зависящая от погрешностей навигационных и одометрических систем. Рассматриваемая методика основана на использовании в расчёте перепада давлений, возникающего, когда дефектоскоп движется внутри трубы в потоке перекачиваемой среды. В методике учитывается сила тяжести, создаваемая снарядом на негоризонтальных участках трубы, ведь трасса магистрального трубопровода может иметь сложный профиль, и ось трубопровода в таком случае имеет значительный наклон относительно горизонта, а действующая в связи с этим сила тяжести дефектоскопа может оказывать значительное влияние на распределение давлений [4]. В результате исследования была получена основная расчётная формула, которая имеет следующий вид:

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

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, ε – допустимая погрешность вычислений по давлению, $P_{\text{тяж}}$ – давление, создаваемое силой тяжести дефектоскопа. а dP – перепад давления, создаваемый СОД.

В ходе исследования была построена аналитическая модель газопровода-отвода, на примере которой был произведён расчёт координаты, определяющей местоположение дефектоскопа, по данной методике. Для наглядности был построен график распределения давлений в исследуемом трубопроводе в момент, когда дефектоскоп обнаружил потенциальный дефект. График представлен на рисунке 1.

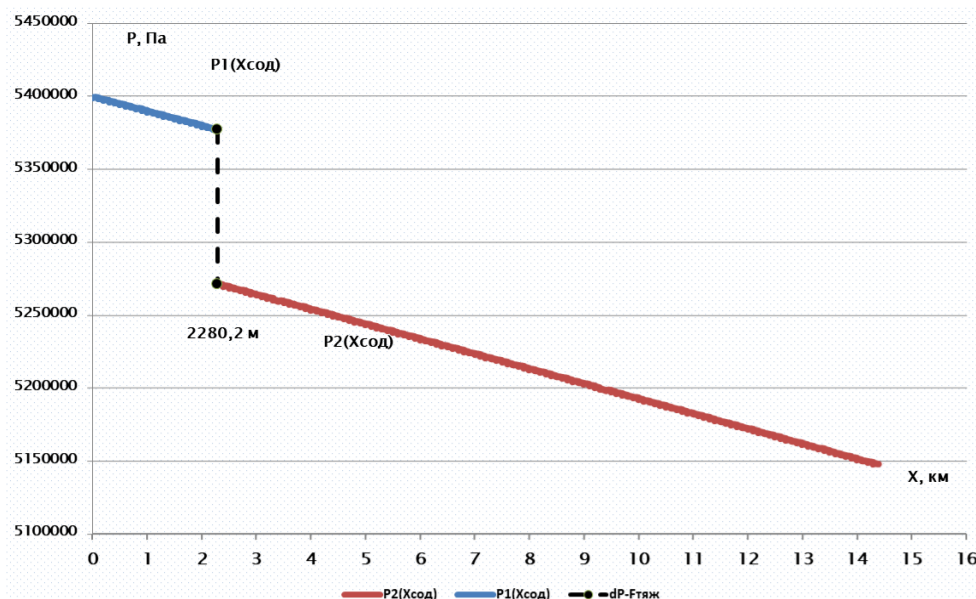


Рисунок 1- Распределение давлений в диагностируемом трубопроводе в момент обнаружения дефекта

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аспекты надежности и диагностики нефтегазовых объектов / Б.В. Моисеев, Ю.Д. Земенков, М.Н. Чекардовский и др. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. – 423 с.
2. Коваленко А.Н., Уланов В.В., Шестаков Р.А. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов. Ч. 2. [Электронный ресурс]: учеб. пособие. URL: <http://elibrary.gubkin.ru/content/23050> (дата обращения: 13.05.2022).
3. Коваленко А.Н., Уланов В.В., Матвеева Ю.С., Шестаков Р.А. Методика позиционирования внутритрубного прибора при его пропуске по магистральному газопроводу // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 5-6. С. 10–14.
4. Жажин М. А. Методика повышения эффективности внутритрубной диагностики магистрального газопровода путем увеличения точности определения положения дефектоскопа // Сборник научных статей по итогам XIII Международного молодежного форума «Образование, наука, производство»

РАСЧЁТ СИСТЕМЫ ПРИЁМА, ХРАНЕНИЯ И РЕГАЗИФИКАЦИИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ АВТОНОМНОМ ГАЗОСНАБЖЕНИИ ОТДАЛЁННОГО НАСЕЛЁННОГО ПУНКТА

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

Одна из главных задач газовой отрасли России газификация регионов. При этом следует отметить, что Россию отличает крайне неравномерная газификация территорий. В некоторых случаях транспортировка природного газа по трубопроводу экономически неразумна или просто невозможна. По этой причине альтернативная газификация является важной частью программы. Сжиженный природный газ (СПГ) позволяет газифицировать различные типы объектов, избегая прокладки дорогостоящих трубопроводных систем. Для этого способствует система приема, хранения и регазификации (СПХР), которая предназначена для СПГ, последующего сжатия газа до уровня давления в трубопроводе и дальнейшей передачи его в газораспределительные сети [1].

Целью работы является выбор наиболее эффективного и экономически выгодного топлива для теплоснабжения отдалённого населённого пункта, технический расчёт системы приёма, хранения и регазификации СПГ, газовой сети и тупиковой схемы газораспределения.

Для получения корректных расчётных данных необходимо рассчитать стоимость теплоснабжения углём, электричеством и газом. Также необходимо учесть расчёт мощности котлов для определённых видов топлива, потребление топлива за сутки, за месяц и за отопительный сезон [2].

При помощи программного комплекса Microsoft Excel проводится сравнение, оценка методов расчёта, стоимость теплоснабжения и выбирается рациональный и экономически выгодный вид топлива для теплоснабжения отдалённого населённого пункта, которым является сжиженный природный газ.

Следовательно, после выбора топлива производится технический расчёт газовой сети с учётом характеристики и геодезических данных отдалённого населённого пункта, физических свойств природного газа, приведённых параметров газовой смеси, а также рассчитывается тупиковая схема газораспределения. В заключение работы подбирается СПХР для данного населённого пункта [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СПГ для газификации – Национальный отраслевой журнал Нефтегазовая Вертикаль [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ngv.ru/magazines/article/spg-dlya-gazifikatsii/> (дата обращения 10.04.2022).
2. Комаров Д.Н., Шестаков Р.А. Анализ обеспечения промышленной безопасности в условиях применения альтернативных источников моторного топлива // В сборнике: Материалы конференций ГНИИ "Нацразвитие". Май 2018 Сборник избранных статей /Всероссийской научно-практической конференции. – 2018. – С. 57-62.
3. Босюк О.С. Проектирование и эксплуатация газораспределительных сетей: Учебное пособие для студентов / О.С. Босюк, И.В. Орехова - М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2009. – 89 с.

ПРОМЫВКА ТРУБОПРОВОДОВ ВОДНО-УГЛЕВОДОРОДНЫМИ ОБРАТНЫМИ ЭМУЛЬСИЯМИ СОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ И ХИМРЕАГЕНТОВ

Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время химические реагенты в трубопроводных системах добычи, сбора и дальнего транспорта решают различного рода задачи — от предотвращения и удаления отложений нефти, газа и воды до сокращения вязкости, гидравлического сопротивления и ингибирования коррозионных процессов в трубопроводах, насосно-компрессорных трубах и резервуарах.

При этом если присадки и различного типа ингибиторы дозируются в поток по большей части в ничтожных концентрациях (от десятков до сотен ppm), то для таких специфических задач как промывка углеводородными растворителями или обработка внутренней поверхности труб ингибиторами смачивающего типа затрачиваются колоссальные объемы химреагентов, в особенности на трубопроводах большого диаметра. Более того для целей напрессовки, обеспечения полнонапорного режима прокачки химреагентов для увеличения плотности и продолжительности их контакта с внутренней поверхностью стенок обрабатываемого трубопровода, чаще всего большая часть используемого реагента является балластом, за который приходится переплачивать поставщикам нефтепромышленной химии и нести издержки за последующую утилизацию отработанных растворов.

Одним из способов решения данных задач, применяемых на линейной части трубопроводных систем, является сочетание химической промывки с методами физико-механического воздействия. Практические решения, уже внедренные в отрасли, заключаются в применении внутритрубных жестких каркасных устройств, которые сочетают функции очистных скребков или поршней разделителей с внутритрубными распылителями с активными или пассивными соплами. Но даже при таком способе требуется значительное количество химреагента и все еще сохраняются риски пропуска участков с большими необработанными поверхностями.

Альтернативным методом для сокращения количества потребляемых химреагентов в рассмотренных задачах является применение эмульсионных водно-углеводородных растворов химреагентов инвертного типа, которые представляют мелкодисперсную обратную эмульсию большого количества воды или солевого раствора в значительно меньшем объеме углеводородов. Данный принцип уже успешно используются для приготовления обратных жидкостей глушения скважин с целью снижения рисков колюматации или гидратообразования в интервале перфорации нефтегазовых скважин. При этом дополнительно решается задача и утяжеления жидкости глушения за счет регулирования плотности солевого раствора.

Таким образом весьма перспективным выглядит развитие методов по созданию и поддержанию стабильности инвертных водно-углеводородных эмульсий мелкодисперсного типа для получения в разы более дешевых, но не менее эффективных промывочных растворов различного назначения, и в первую оче-

редь для решения задач очистки магистральных нефтепроводов для их перевода на перекачку других видов продуктов, включая воду и газ.

Уже полученные результаты расчётно-аналитических и лабораторных экспериментальных исследований подтверждают эффективность метода и практическую целесообразность его внедрения. При этом для обеспечения требуемых свойств растворов с целью достижения лучших экономических показателей промывки все больший интерес проявляется к современным методам ультразвуковой и магнитной обработки жидкостей в сочетании с поверхностно и магнитоактивными веществами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Bezmyannikov, T. I. Recovery Throughput of Technological Pipelines and Useful Volume of Tanks for a Long Time Operated Pump Stations / T I Bezmyannikov, R M Karimov and R R Tashbulatov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 459, Chapter 2 (2020) 032024.
2. Безмянников, Т. И. Оптимизация процессов очистки нефтепроводов от отложений нефти углеводородными разбавителями / Т. И. Безмянников, Р. М. Каримов // Материалы 71-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. Р.У. Рабаев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 439-440.
3. Безмянников, Т. И. Об эффективности углеводородных растворителей для удаления АСПО в нефтепроводах и резервуарах / Т. И. Безмянников, О. А. Макаренко, Р. М. Каримов // Нефтегазовый терминал. Выпуск 22: материалы международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы транспорта и хранения углеводородных ресурсов при освоении Арктики и Мирового океана» (2-3 декабря 2021 года) / под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 451 с. – С. 39-34.

УДК 622.692.4

ТРАНСПОРТ СВЕРХТЯЖЕЛЫХ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В ВИДЕ БИНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ИНВЕРТНОГО ТИПА

Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа

Транспортировка тяжелых аномально вязких нефтей месторождений природных битумов и нефтематеринских пород, добываемых разработкой керогеновых сланцев, связана с применением дорогостоящих специальных методов обработки при добыче и подготовке для дальнего транспорта. При этом для ее трубопроводного транспорта, в отличие высокопарафинистых застывающих нефтей, прямой подогрев является чуть ли не единственным эффективным методом повышения текучести. Из-за особенностей состава с низким содержанием легких углеводородов и природной аномально густой консистенции, тяжелые битуминозные нефти практически не поддаются ни известным методам термической обработки, не прочим способам физико-механического воздействия – вибро и ультразвуковой обработке. Наличие вязкоупругих свойств и отсутствие тиксотропии в сверхтяжелом нефтяном сырье ведут к сохранению высокой вязкости даже при больших скоростях сдвига и сравнительно высоких температурах потока – характеризуются постоянством значения коэффициента и высокой крутизной вискограммы во всем диапазоне пусковых нестационарных стационарных режимов.

Одним из альтернативных подогреву методов специальной перекачки является смешение тяжелых нефтей с углеводородными разбавителями, в качестве которых могут быть использованы легкие маловязкие, а также и высокопарафинистые нефти. Последние как показывают многочисленные исследования предпочтительнее, так как способствуют общему улучшению углеводородного состава, так и балансу соотношения высокомолекулярных компонентов – тяжелых асфальтенов, смол и парафинов нефти. Смешение же с легкими нефтями требуют больших объемов последних, и, кроме того, приводят к рискам интенсификации отложений нефти вплоть до резкого нарушения седиментационной устойчивости, ведущих к расслоению.

В отличие от прямого абсорбционного растворения тяжелых нефтей в парафинистых, в рамках настоящих исследований изучается возможность создания механической смеси нефтей в виде мелкодисперсной инвертной эмульсии преобладающего объема тяжелой нефти в многократно меньшем объеме легких углеводородных носителей, эффективно отделяемых для их последующего реверса на головной пункт и повторного использования.

Для получения бинефтяных эмульсий со стабильными реологическими свойствами запланировано изучение естественных поверхностно-активных свойств тяжелых нефтей и эффектов несовместимости при смешении за счет высокой разницы плотностей сред в сочетании с их магнитной обработкой.

УДК 006.88::621.644

АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ЗОН ПОРАЖЕНИЯ (УДАРНАЯ ВОЛНА, РАЗЛЕТ ОСКОЛКОВ, ТЕРМИЧЕСКАЯ РАДИАЦИЯ) ПРИ АВАРИЯХ НА УЧАСТКАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Е.О. Карманов, Г.Г. Васильев,

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

В работе предлагается альтернативный подход по определению зон минимальных расстояний от оси магистральных газопроводов.

Проанализировав нормативные данные по зонам минимальных расстояний, устанавливаемых в СП 36.13330.2012, в границах которых в качестве безопасности запрещается возводить различного рода объекты (таблица 4 СП 36.13330.2012) сопоставим их с расчетными по методикам, утвержденным Приказами Ростехнадзора от 26.12.2018 № 647 и от 11.04.2016 № 144 (рисунки 1, 2, 3).

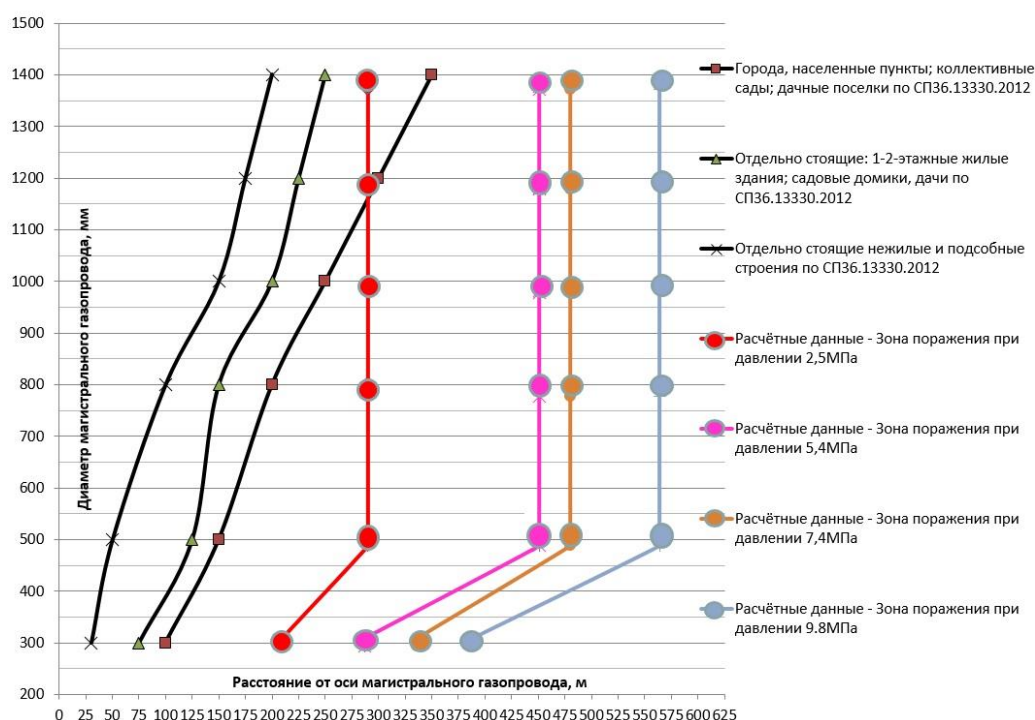


Рисунок 1 - Графическое отображение результатов анализа параметров зон поражения (ударная волна) и сравнение со значениями ЗМП по табл. 4 СП 36.13330.2012

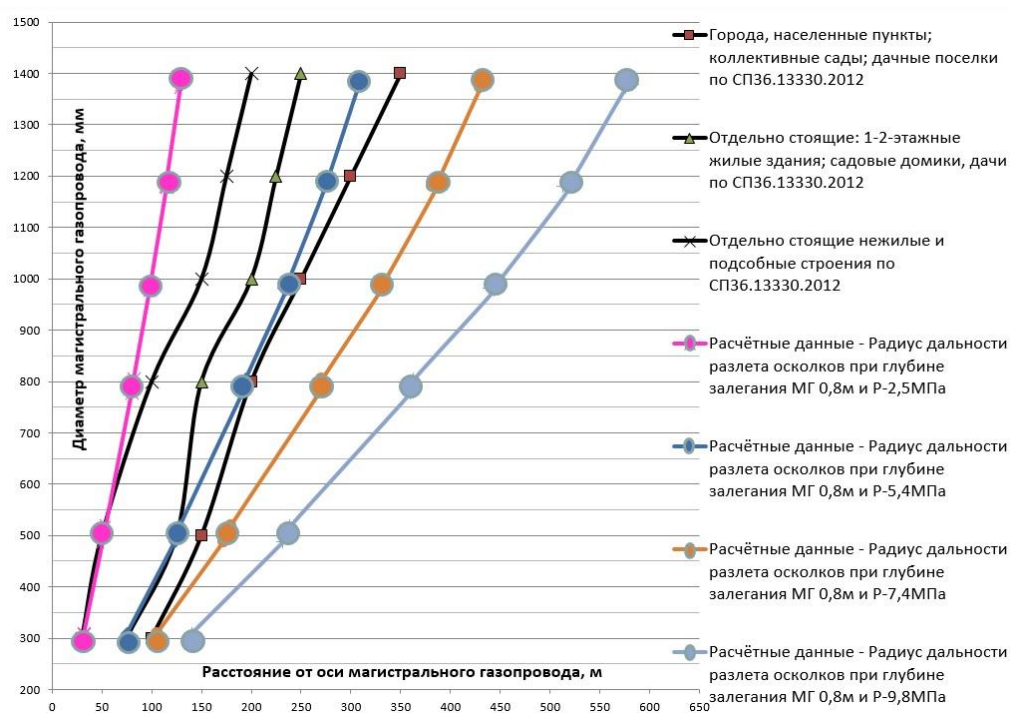


Рисунок 2 - Графическое отображение результатов анализа параметров зон поражения (разлет осколков) при глубине залегания МГ $h=0,8$ м и сравнение со значениями ЗМП по табл. 4 СП 36.13330.2012

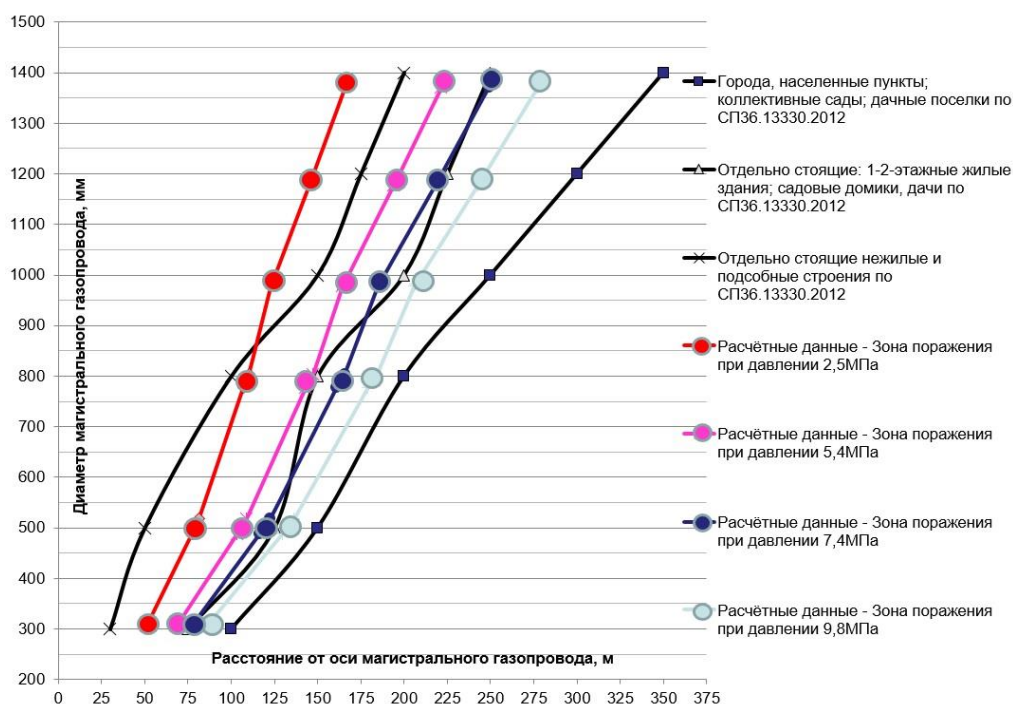


Рисунок 3 - Графическое отображение результатов анализа параметров зон поражения (термическая радиация) и сравнение со значениями ЗМР по табл. 4 СП 36.13330.2012

В результате проведенного анализа выявлены расхождения расчетных параметров зон поражения и нормативных для групп объектов п. 1, 2, 3 табл. 4 СП 36.13330.2012, следовательно, на момент разработки проектной документации по строительству МГ, проектировщикам необходимо проводить анализ размеров зон поражения для каждого конкретного случая (также в случае разработки СТУ), а не опираться на нормативные значения. Данное решение позволит избежать прокладки трубопроводов вдали от населенных пунктов, тем самым снизив экономические и эксплуатационные затраты, более рационально использовать земельные ресурсы, снизить вероятность негативных эффектов при взаимодействии газотранспортных обществ и населения при эксплуатации ОПО, а также обеспечить необходимую защиту МГ и различных объектов в результате деятельности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с изменениями № 1, 2, 3, 4) (разраб. ОАО ВНИИСТ, ОАО «АК «Транснефть», ООО «Газпром НИИГАЗ» и др., утв. Госстрой) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru> (дата обращения: 25.09.2022).
2. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденное приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru> (дата обращения: 25.09.2022).
3. Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа», утвержденное приказом Ростехнадзора от 26.12.2018 № 647 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.gosnadzor.ru> (дата обращения: 25.09.2022).

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТУРБУЛЕНТНОГО
ТЕЧЕНИЯ ВЯЗКОУПРУГИХ ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ
ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ С ДОБАВЛЕНИЕМ
ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК С УЧЕТОМ
МЕХАНИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ ПОЛИМЕРОВ**

Ф.А. Карнов, УГНТУ, г. Уфа

Одним из наиболее перспективных методов повышения производительности магистральных трубопроводов, является применение противотурбулентных присадок. Не смотря на широкое промышленное внедрение эффект снижения гидродинамического сопротивления при турбулентном течении жидкостей с добавлением полимеров в малых концентрациях (эффект Томса) является предметом дискуссий как зарубежных, так и отечественных исследователей. В области магистрального транспорта жидких углеводородов до сих пор остается актуальным поиск присадок, обладающих максимальной противотурбулентной эффективностью.

В настоящее время моделирование турбулентного течения разбавленных полимерных растворов в отечественной и зарубежной литературе представлено, в основном, двумя равнозначными гипотезами о природе эффекта Томса [1]. Одни авторы связывают данное явление с увеличением вязкости полимерного раствора за счет растяжения макромолекул, что приводит к подавлению турбулентных вихрей и увеличению буферного слоя и как следствие к снижению гидродинамического сопротивления. Другие исследователи склонны считать, что эффект Томса обусловлен способностью полимерных растворов проявлять упругие свойства, наряду с вязкими. Упругая энергия, запасенная полимером при турбулентном течении, становится сравнимой с турбулентной кинетической энергией в буферном слое, что приводит к торможению (гашению) вихрей.

Одним из главных факторов, ограничивающих применение противотурбулентных присадок, является деструкция полимеров под действием сдвиговых напряжений в турбулентном потоке перекачиваемых жидких углеводородов. В данной работе для прогнозирования возникновения механической деструкции противотурбулентной присадки в заданных условиях турбулентного течения предлагается модернизировать существующую математическую модель, предложенную в работах [2]. Данная модель основана на решении системы дифференциальных уравнений, состоящий из:

- осредненных по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса (RANS), модифицированных для особенностей течения вязкоупругих полимерных растворов;
- уравнений турбулентной модели ($k-\varepsilon$) для турбулентной кинетической энергии и диссипации энергии в потоке вязкоупругого полимерного раствора;
- определяющих уравнений модели вязкоупругого тела, которая представляет собой модель конечно растяжимой нелинейно упругой пружины (FENE-P).

В настоящей работе на основании гипотезы о том, что механический разрыв макромолекулярной цепи происходит при превышении работы сил упругости значения энергии разрыва химических связей в полимерной молекуле [3], предложено ввести в вышеуказанную систему уравнений дополнительное уравнение, отражающее условие возникновения механической деструкции полимерной цепи:

$$W = \frac{1}{2} nkTM [\eta] \log \frac{\tau_{ik}^p}{nkTC_{ij}} \geq E_0 \quad (1)$$

где W – упругая энергия, запасенная в объеме полимерного раствора;

n – число мономерных звеньев в полимерной цепи;

k – постоянная Больцмана, Дж/К;

T – абсолютная температура, К;

M – средняя молярная масса полимера, кг/моль;

$[\eta]$ – характеристическая вязкость полимерного раствора в углеводородном растворителе;

τ_{ik}^p – тензор касательных напряжений, Па;

C_{ij} – тензор конформации макромолекулы;

E_0 – энергию разрыва химической связи.

Уравнение (1) учитывает физико-химические свойства противотурбулентной присадки, величину сдвигового напряжения турбулентного потока, а также конформационные изменения полимерной молекулы под действием указанных напряжений. Полученная модификация позволяет учитывать деструкцию при моделировании турбулентного течения разбавленных полимерных растворов и, в том числе, жидких углеводородов с добавлением противотурбулентных присадок. Полученная модель может найти практическое применение при проверке полимеров, используемых в противотурбулентных присадках, на устойчивость к деструкции в процессе эксплуатации без проведения опытно-промышленных испытаний, а также подобрать допустимые характеристики противотурбулентных присадок таким образом, что их эксплуатация в заданных условиях будет происходить без деструкции. Зная требуемые характеристики, можно целенаправленно синтезировать присадку, которая не будет подвержена деструкции, либо выбрать такую присадку из имеющихся на рынке.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бахтизин, Р.Н. Нанотехнологии для снижения гидравлического сопротивления трубопровода / Р.Н. Бахтизин, М.М. Гареев, Ю.В. Лисин и др. – СПб.: Недра, 2018. – 352 с.
2. McDermott, M. A FENE-P k - ε Viscoelastic Turbulence Model Valid up to High Drag Reduction without Friction Velocity Dependence. / M. McDermott, P. Resende, T. Charpentier, M. Wilson, A. Afonso, D. Harbottle, G. de Boer // Appl. Sci. –2020. – 10. – 21 p.
3. Гареев, М.М. Условие деструкции противотурбулентных присадок/ М.М. Гареев, Ф.А. Карпов// Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018.– №1. – С. 24-29. – ISSN:0131-4270.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО СЛОЯ ИЗ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ

Д.А. Каширина, УГНТУ, г. Уфа

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) – тяжелые компоненты нефти, которые представляют собой густую, вязкую массу, темно-коричневого или черного цвета, содержащую в себе парафины, смолы, асфальтены, масла, серу, металлы, а также минеральные вещества в виде растворов солей органических кислот, комплексных соединений или диспергированных минеральных веществ.

Наличие АСПО в магистральном трубопроводе приводит к уменьшению его пропускной способности. В результате уменьшения проходного сечения увеличиваются энергозатраты на перекачку нефти за счет наличия сопротивления движению потока нефти, повышается износ оборудования и может произойти закупорка трубопровода за счет нарастания слоя АСПО на стенках. Все вышеперечисленное повышает риск возникновения аварийных ситуаций.

Процесс образования АСПО определяется многими факторами, среди которых - физико-химические свойства нефти, групповой химический состав, термобарические условия, гидродинамические характеристики потока и т.д. Также достоверно установлена качественная взаимосвязь между фракционным составом твердых углеводородов нефти и интенсивностью накопления отложений парафина [1]. С повышением содержания тугоплавких углеводородов в нефти интенсивность парафинизации возрастает.

На интенсивность парафинизации нефтепроводов влияют физико-химические свойства нефтей, в частности групповой состав парафинов, смол и асфальтенов. Причем особое влияние оказывает соотношение содержания смол и асфальтенов. В то же время учеными активно исследуются другие физико-химические параметры нефти. Так, в исследовании [2] авторами было установлено влияние температуры плавления и относительной плотности содержащихся в нефти асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) на интенсивность образования АСПО, количественная характеристика которого выражается в удельном выходе. Эмпирическое уравнение, описывающее зависимость, справедливо для образования АСПО парафинового типа, когда содержание парафина в АСПВ превалирует над суммой содержания смол и асфальтенов.

При изменении температурного перепада между потоком и внешней средой, меняется и зависимость интенсивности отложений парафина от скорости. С понижением температуры нефти (по отношению к температуре начала кристаллизации парафина) интенсивность и скорость роста отложений (количество парафина, отлагающегося в единицу времени) вначале также увеличивается, но с течением времени скорость отложений уменьшается. Исследования показали, что с увеличением разности температур потока и стенки скорость роста повышалась. Со снижением температуры потока при постоянной температуре стенки или постоянной разности температур стенки и потока количество отложений

сначала росло и достигло максимума при определенной температуре, затем резко уменьшалось. Отложение начиналось при температуре значительно выше температуры начала кристаллизации парафина.

Температурные условия перекачки (температурные перепады) являются не только одним из главных факторов парафинизации, но и помогают понять механику осаждения АСПО на стенку нефтепровода.

Прочность сцепления парафиновых углеводородов со стенками труб зависит от свойств поверхности, ее состояния, а также от материала, который был использован при изготовлении. На интенсивность образования отложений влияют свойства материала, а именно степень их полярности, из которого изготовлено нефтепромысловое оборудование. Чем выше значение полярности материала, тем меньше интенсивность образования АСПО и лучше гидрофильные свойства. Это объясняется низкой адгезией кристаллов парафиновых углеводородов. Стекло обладает самой высокой полярностью, соответственно у неё самая низкая интенсивность образования АСПО. Полиэтилен в связи со строением схожим с предельными углеводородами нормального ряда обладает высокой интенсивностью образования парафиновых углеводородов. Таким образом, чем выше значение полярности материала поверхности труб и лучше качество обработки, тем ниже адгезия кристаллов парафина и меньше скорости, при которых будет происходить смыв отложений.

Практически важным является не само по себе выделение парафинов, а отложение их на поверхности труб по направлению теплопередачи. Такие отложения формируются при соблюдении ряда условий: наличия в нефти высокомолекулярных углеводородов, в первую очередь метанового ряда; снижения температуры потока до значений, при которых происходит выпадение твердой фазы; наличия подложки с пониженной температурой, на которой кристаллизуются углеводороды и с которой они настолько прочно сцепляются, что возможность срыва отложений потоком при заданном технологическом режиме практически исключается.

На сегодняшний день борьба с парафинизацией нефтепроводов в магистральном транспорте нефти ведется по двум направлениям – предотвращение образования отложений и очистка нефтепроводов от уже сформировавшихся АСПО. Одним из потенциальных направлений исследования борьбы с парафиновыми отложениями является изучение механики осаждения парафина на внутренней поверхности трубопроводов. Предотвращение сцепления кристаллизующих частиц парафина со стенкой трубы путем нанесения материала с высокой полярностью позволит сохранить рабочее сечение нефтепровода и существенно уменьшит число запусков очистных устройств.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 268-284.
2. Байда А.А., Гребнев А.Н., Мозырев А.Г., Агаев С.Г. Влияние физико-химических свойств асфальтосмолопарафиновых веществ на образование асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефть и газ. 2017. № 4. С. 116-121.

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА СРЕДСТВАМИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ И НАРУЖНОГО КОНТРОЛЯ

Д.О. Кемяшов, УГНТУ, г. Уфа

Одним из наиболее эффективных технологий и методов неразрушающего контроля (НК) магистральных газопроводов (МГ) является внутритрубная дефектоскопия (ВТД), которая позволяет оценивать техническое состояние линейной части МГ с большой протяженностью и своевременно обнаруживать опасные дефекты (дефекты сплошности, дефекты геометрии и т.д.). По результатам ВТД на опасных участках МГ предусмотрено проведение дополнительных диагностических работ с привлечением технических средств (ТС) наружного НК для подтверждения результатов ВТД МГ.

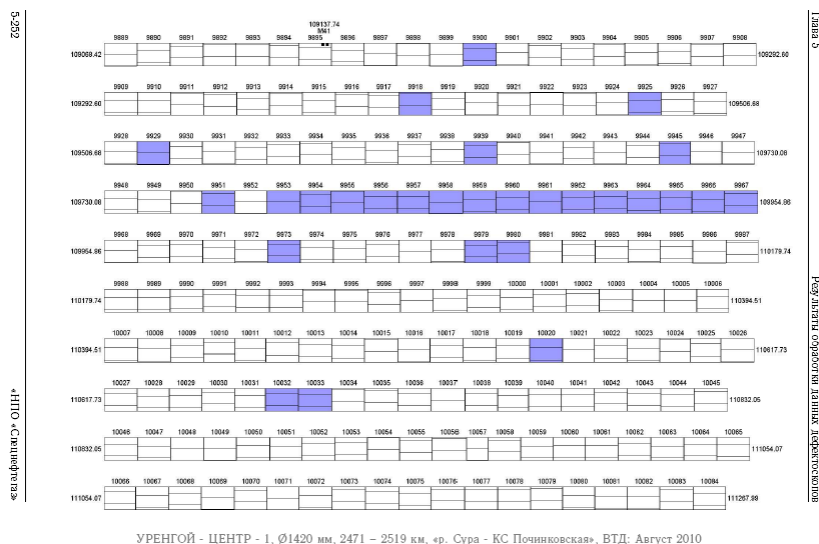
Однако применение ТС наружного НК МГ играет также и дополняющую роль, что связано с величиной минимального выявляемого дефекта сплошности для каждого вида ТС НК.

Как показано в работе [1], ТС ВТД могут уверенно выявлять дефекты сплошности типа потери металла МГ (коррозионные повреждения) с глубиной $0,2t$ (t – толщина трубы), в то время как ТС наружного контроля надежно обнаруживают дефекты сплошности с глубиной от $0,1t$.

С этой точки зрения, наиболее эффективно применение ВТД совместно с наружным вихретоковым методом НК. В силу технических причин, ВТД практически не выявляет стресс-коррозионные трещины, расположенные на наружной поверхности МГ, которые представляют серьезную опасность для прочности МГ [1]. В это же время, ТС вихретокового НК МГ обладают наибольшей чувствительностью к поверхностным дефектам типа трещин, в том числе к стресс-коррозионным трещинам МГ.

На рис.1 показаны результаты ВТД и наружного вихретокового НК участка реального МГ, полученные в процессе его капитального ремонта. Результаты ВТД представлены в журнале-отчете в виде карты-схемы (рис.1а) с изображением труб МГ с указанием их номера и дефектности. На схеме труба МГ, окрашенная в синий цвет, содержит допустимые дефекты потери металла, если труба не окрашена – она бездефектная.

На рис.1б показан участок поверхности трубы МГ №10040 с группой стресс-коррозионных трещин, обнаруженной вихретоковым сканером-дефектоскопом АСД «Вихрь» [2]. В журнале-отчете результатов ВТД труба МГ №10040 отмечена как не содержащая дефектов сплошности.



а)



б)

Рисунок 1 – Результаты ВТД участка МГ (а) и наружного вихретокового контроля трубы МГ №10040 (б)

Таким образом, комплексный подход НК МГ, основанный на применении технических средств ВТД и наружной вихретоковой дефектоскопии, позволяет надежно выявлять опасные дефекты сплошности МГ и обоснованно определять состав, объемы и сроки проведения ремонтных работ на дефектных участках МГ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Миторхин М.Ю., Велиулин И.И., Касьянов А.Н. и др. Анализ средств и технологий технического диагностирования и отбраковки труб при проведении капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром». - Территория нефтегаз, 2010, №12, с.57-60.
2. Коннов А.В., Кузнецов А.М., Загидулин Т.Р., Загидулин Р.В. Электромагнитный контроль поверхности стальных газопроводов в процессе переизоляции. - Международная научно-техническая конференция «Достижения физики неразрушающего контроля», Республика Беларусь, г. Минск, 15 октября 2013 г., с.182-189.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ АНАЛИЗА ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

*С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа, Ю.В. Колотилев, ООО «Промышленно-
коммерческая фирма «Вертикаль», г. Москва*

И.В. Гладков, РГУНГ им. И.М. Губкина, г. Москва

И.Г. Воеводин, АГУ, г. Астрахань

С.В. Сельвесюк, МГОУ им. В.С. Черномырдина, г. Москва

При разработке и реализации проектных решений возникает неопределенность, связанная с недостающими данными, которые должны быть восстановлены при моделировании состояния инженерных сооружений [1-4]. Восстановление данных может быть произведено на основе экспертных логических оценок. Здесь делается допущение того, что эксперт, делая оценку руководствуется на субъективном представлении прогнозной оценки. Для формализации процесса с учетом случайных факторов, обеспечения будущей надежности функционирования объекта наилучшим образом подойдет подход применения марковских случайных процессов, представляемых в виде цепей, в которых вероятности события задаются на основе экспертных оценок [5].

Цепью Маркова называется случайный процесс $w(t)$ с конечным или счетным множеством S состояний, который обладает так называемым марковским свойством [6]: для любого момента времени $t > 0$ и состояния процесса $j \in S$ выполняется равенство

$$P\{w(t) = j / w(t_1) = i_1, i_2, \dots, w(t_k) = i_k\} = \\ = P\{w(t) = j / w(t_k) = i_k\}, \forall t_1 < t_2 < \dots < t_k, i_1, i_2, \dots, i_k \in S.$$

Это свойство интерпретируется как зависимость будущего ($u > t$, $B \subseteq \{w(u) = j\}$ - «будущее») только от настоящего ($t \in N$, $\{w(t) = j\}$ - «настоящее») и независимость его от прошлого ($u < t$, $A \subseteq \{w(u) = j\}$ - «прошлое»).

Цепь Маркова (неоднородная) полностью определяется ее переходными вероятностями $p_{ij}(t) \forall i, j \in S, t \in N$ ($p_{ij}(t) = P\{w(t+1) = j | w(t) = i\}$ - вероятность того, что случайный процесс, находившийся в состоянии $w(t) = i$ в момент времени t перейдет в момент $(t+1)$, то есть за один шаг, в состояние $w(t+1) = j$ и ее начальным состоянием.

В работе показано, что при реализации инвестиционных проектов реконструкции нефтегазовых объектов нужно учитывать большое количество факторов. Факторы могут принимать различные значения и как следствие результат реализации проекта может иметь различные сценарии, поэтому производственные издержки нужно рассматривать как реальном, так и в номинальном исчислении.

На выбор сценария влияют различные факторы – цены на нефть, тарифы, ставки налогов, проценты на кредиты и др. Аналитический анализ показывает, что на стратегические решения влияет много случайных факторов, причем пе-

реход между состояниями системы может быть многовариантным. Такое заключение подтверждается многочисленными примерами для многих стран, где детерминированные подходы и прогнозы изменялись под влиянием случайных факторов. Таким образом, инвестиционный процесс является нестационарным, на которые влияют случайные факторы. Вероятностные процессы наиболее точно характеризуют эволюцию макросреды, которая хорошо описывается с помощью теории цепей Маркова.

В случае тождества полезных результатов у двух (или более) проектов (вариантов), т.е. когда в результате реализации данных проектов не происходит увеличения объемов товарной продукции (услуг), отбор может производиться по минимуму инвестиций или затрат (частный случай).

Разработка метода анализа проектов освоения месторождений нефти и природного газа обуславливает создание и использование современных информационных технологий в виде экспертных систем, т.е. специальных пакетов прикладных программ для вычисления показателей эффективности инвестиционно-строительного проекта реконструкции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шиян С.И. Варианты реинжиниринга при реконструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения/ С.И. Шиян, Н.Н. Омельченко// Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3. – С. 34–42.
2. Медведев А.П. Новые решения при строительстве и ремонте нагнетательных скважин в проекте «Вечная скважина» / А.П. Медведев, С.Ю. Артамонов// Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 10 (239). – С.47–52.
3. Меньшиков С.Н. Развитие дожимного компрессорного комплекса в период падающей добычи на Юбилейном и Ямсовейском месторождениях/ С.Н. Меньшиков, И.В. Мельников, И.И. Байдин, Г.К. Смолов, В.Ю. Глазунов, И.П. Эльберт// Газовая промышленность. – 2020. – № 10 (807). – С. 60–65.
4. Габова В.В. Конструирование и анализ опорного блока морской ледостойкой стационарной платформы/ В.В. Габова, Т.С. Савченко // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Строительство и архитектура. – 2018. – №52 (71). – С. 27–35.
5. Китаев С.В. Разработка метода анализа проектов освоения месторождений нефти и природного газа/ С.В. Китаев С.В., Ю.В. Колотилев, И.В. Гладков, И.Г. Воеводин И.Г., А.Ю. Плотников// Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2021. – №5-6. – С.60-69.
6. Волков И.К. Исследование операций/И.К. Волков, Е.А. Загоруйко. – М.: Изд-во МГТУ, 2000. – 435 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ РЕМОНТНОГО КОНСОРЦИУМА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ю.В. Колотилов, ООО «Промышленно-коммерческая фирма «Вертикаль», г.

Москва, И.В. Гладков, РГУНГ им. И.М. Губкина, г. Москва

И.Г. Воеводин, АГУ, г. Астрахань

С.В. Сельвесюк, МГОУ им. В.С. Черномырдина, г. Москва

С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа

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

Политика экспансии в строительном секторе региона требует совершенствования инвестиционного менеджмента, организации глубокой проработки конкретных проектов с анализом всех звеньев вертикально интегрированных технологических цепей, а также схем финансирования проектов.

Целью работы является разработка метода анализа организационной структуры консорциума должна в максимальной степени учитывать специфику его территориальных подразделений: производственные функции, перспективы промышленной и коммерческой деятельности, ее кооперации, взаимоотношения с региональной администрацией, кадровый состав высшего руководящего звена и т.д.

Задача оценки эффективности организационной структуры консорциума состоит в том, что он позволяет контролировать и концентрировать финансовые ресурсы дочерних обществ, не разделяя с ними рисков, связанных с производством, маркетингом и сбытом продукции.

Для повышения эффективности в условиях эксплуатации месторождений нефти и газа руководство консорциума должно широко применять специализированные экспертные системы логического анализа вариантов совершенствования организационной структуры [1]. В качестве математического инструмента, позволяющего логически исследовать ситуацию использован метод анализа иерархий. Метод позволяет системно подойти к исследованию сложной проблемы и помогает принять единственно верное решение.

Для случаев, когда деятельность предприятий связана друг с другом существуют показатели, утвержденные на законодательном уровне [2]: пусть имеется два игрока - предприятие *A* и второе предприятие *B*, которые принимают косвенное участие друг в друге.

При взаимном участии деятельности одного предприятия *A* в другом *B* должны учитываться сферы участия. В любом случае, при взаимодействии предприятий при рассмотрении производственной деятельности применяется специальный алгоритм:

– определяются области взаимодействия предприятий *A* и *B*, оценивается степень их взаимодействия. Здесь цепь рассматривается последовательно, ее начало рассматривается в первом предприятии, например, *A* и заканчивается во втором *B*;

– во втором случае степени взаимного участия предприятий A в B по каждому пути равны. Рассматривается произведение долей непосредственного участия каждого предыдущего предприятия в цепи в непосредственно следующем за ним;

– по всем цепям вычисляется сумма долей участия.

Для сети участия на (рисунок 1) доля участия предприятия A в предприятии C будет равна

$$\begin{aligned} Z_{AC}' &= Z_{AC} + Z_{ABC} + Z_{ABEC} + Z_{ADBC} + Z_{ADEC} + Z_{ADBEC} = \\ &= Z_{AC} + Z_{AB} \cdot Z_{BC} + Z_{AB} \cdot Z_{BE} \cdot Z_{EC} + Z_{AD} \cdot Z_{DB} \cdot Z_{BC} + \\ &\quad + Z_{AD} \cdot Z_{DE} \cdot Z_{EC} + Z_{AD} \cdot Z_{DB} \cdot Z_{BE} \cdot Z_{EC}. \end{aligned}$$

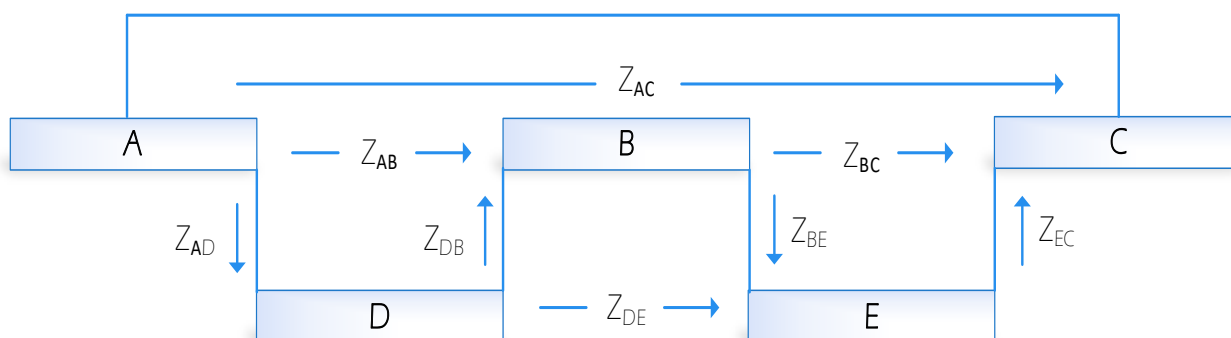


Рисунок 1 – Сеть прямого и косвенного участия общества A в капитале обществ B, C, D, E

В работе получена методология совершенствования организационной и производственной деятельности ремонтных консорциумов. Разработанные информационные технологии позволят обеспечить сокращение сроков ремонтных работ, снизить уровень затрат на потребляемые материально-технические ресурсы и достичь высокой организационной и технологической надежности принимаемых при возведении и реконструкции инженерно-технических объектов проектных решений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ КРИСТАЛЛОГИДРАТОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

Я.А. Коннов, В.Б. Барахнина, К.А. Маликова, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время оценка эффективности предотвращения образования кристаллогидратов при транспортировке углеводородов на Штокманском газоконденсатном месторождении (ШГКМ) является актуальной для развития газодобычи Арктического шельфа и нефтегазовой отрасли в целом [1].

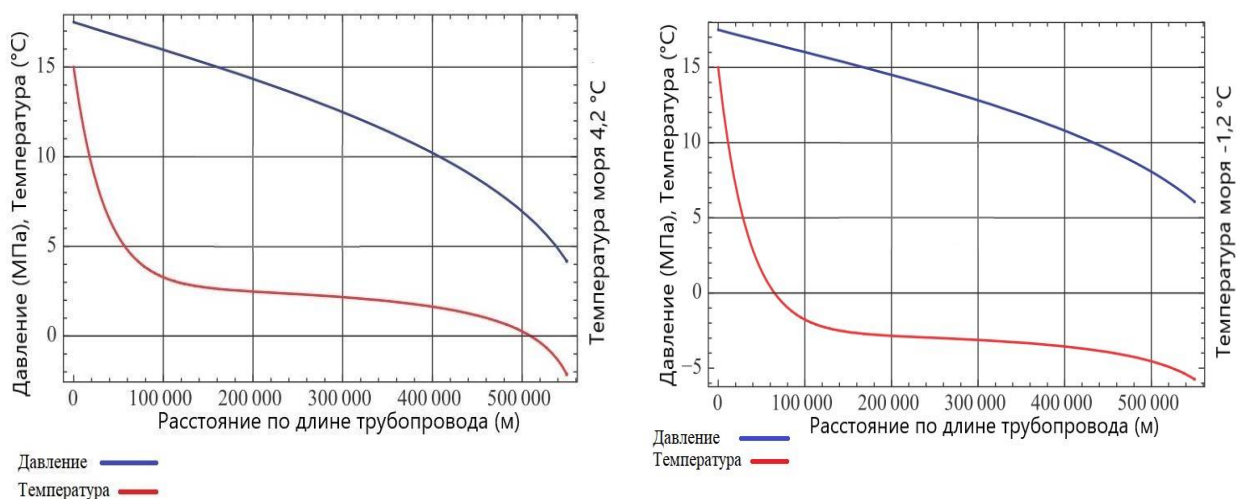
Цель исследовательской работы – разработка мероприятий по эффективному способу предотвращения образования газогидратов при транспортировке углеводородов (УВ) со ШГКМ.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

- изучение и анализ геолого-промысловой характеристики ШГКМ;
- актуализация техники и технологии перспективного проекта ШГКМ;
- анализ и выбор эффективного метода предотвращения образования газогидратов при подводной транспортировке УВ со ШГКМ.

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 строится 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) [2-4].

Проведен расчет показателей технологического процесса для снижения образования газоогидратов на ШГКМ. Анализ полученных результатов показал, что при различных технологических показателях процесс гидратообразования неизбежен. Усовершенствованным методом для устранения этого явления является использование тетраэтилгликоля (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. Как показал анализ, образование кристаллогидратов возможно на расстоянии примерно 80 км от технологического судна (рисунок 1). 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.



а) б)
Рисунок 1 – Распределение давления и температуры в трубопроводе:
а) летнее время; б) зимнее время

По результатам экономических расчетов очевидно, что предложенное мероприятие позволит снизить затраты на строительство подводного трубопровода ТЭГ и получить прибыль в размере 574 млн 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. Коннов Я.А., Ягдарова М.С. Эффективный способ предотвращения газогидратов при транспортировке углеводородов со Штокманского газоконденсатного месторождения. 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. С.249-452.
4. 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, Изд-во УГНТУ, 2016. С. 329-331.

УДК 532.551

ФОРМАЛЬНЫЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ЖИДКОСТИ ПРИ ТУРБУЛЕНТНОМ ДВИЖЕНИИ В ТРУБОПРОВОДЕ КРУГЛОГО СЕЧЕНИЯ

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

Современная теория турбулентного движения в трубопроводах круглого сечения основывается на теориях математической статистики [1], теории пограничного слоя [2], а также теории о распределении скорости потока по сечению трубопровода [3]. Эмпирико-теоретические формулы, используемые в

практике для определения потерь энергии жидкости на трение по длине, основанные на теории турбулентности, в частности [2, 3], и большого количества экспериментов, выполненных И. Никурадзе, Л.Ф. Моуди, Ф.А. Шавелевым, Е.И. Идельчиком, получены П. Блазиусом, Л. Прандтлем, Колбруком, А.Д. Альтшулем [4]. Эти формулы отражают зависимость потерь энергии жидкости на трение по длине от коэффициента динамической вязкости, плотности, средней скорости потока, диаметра, коэффициента эквивалентной шероховатости.

При проведении экспериментальных работ с водой [5], в 2016, 2017, 2018 гг. на непротяжённых трубопроводах из стали и металола, авторами были отмечены пульсации давления на стационарных турбулентных режимах работы в течение наблюдаемого временного интервала (рисунок 1) в какой либо точке трубопровода. Речь идёт о колебании давления только в одном месте (на конкретной координате). Эти турбулентные пульсации жидкости отражают колебания на границе со стенкой трубопровода и в самой жидкости.

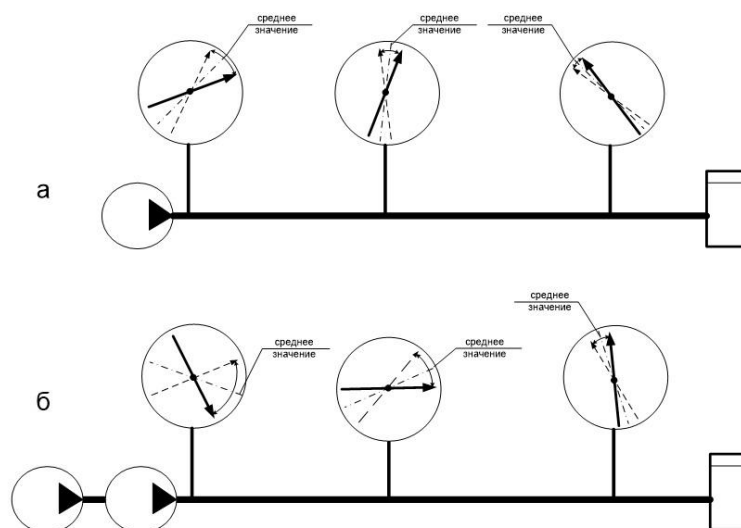


Рисунок 1 – Отклонения стрелок манометров, расположенных по трассе трубопровода; (а) - малая производительность, (б) большая производительность

Жидкость вела себя как вязкое, упругое, инерционное тело. Амплитуда колебания зависела от материала трубопровода. При работе трубопровода на ламинарном режиме, с небольшими расходами, колебания давления в трубопроводе отсутствовали, что говорит о пропорциональной зависимости турбулентного вихреобразования от обозначенных упруго-инерционных, вязких свойств движущейся жидкости.

Таким образом, существующие формулы для определения потерь напора жидкости на трение по длине не учитывают инерционные влияния массы жидкости в трубопроводе, её упругих свойств и материала стенки трубопровода.

Для учёта указанных факторов, на основе электрогидравлической аналогии, авторами предлагается рассматривать потери энергии жидкости на трение по длине как комплексную величину. Формула, отражающая этот подход, представляется в виде

$$P_x = Q \cdot Z = Q \cdot \sqrt{R^2 + (X_C - X_L)^2 \cdot \frac{(1 + 1/\sqrt{2})^2}{4}}, \quad (1)$$

где R – параметр активного сопротивления, отражающий влияние вязкости жидкости, её плотности, диаметра трубопровода;

X_C – параметр ёмкостного реактивного сопротивления, отражающий влияние частоты колебаний жидкости, расхода смещения, упругих свойств жидкости и материала стенки трубопровода;

X_L – параметр индуктивного реактивного сопротивления, отражающий влияние диаметра трубопровода, частоты колебаний жидкости, расхода смещения, инерцию массы жидкости;

Z – действующее значение комплексного сопротивления движению жидкости в трубопроводе;

Q – действующее значение объемного расхода жидкости в трубопроводе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Л. Ц. Аджемян, М. Ю. Налимов. Принцип максимальной хаотичности в статистической теории развитой турбулентности I. Однородная изотропная турбулентность / Теоретическая и математическая физика, Том 91, № 2, май, 1992, – С. 294-308.
2. М.Д. Миллионщиков. Основные закономерности турбулентного течения в пристеночных слоях / Атомная энергия, Том 28, вып. 4, апрель, 1970, – С. 317-320.
3. Г. И. Баренблатт, А. Дж. Корин, В.М. Простокишин. К проблеме турбулентных течений в трубах при очень больших числах Рейнольдса (Ответ на комментарий И.И. Вигдорова [УФН 185 213 (2015)] к статье «Турбулентные течения при очень больших числах Рейнольдса: уроки новых исследований» [УФН 184 265 (2014)] / Успехи физических наук, Том 185, №2, февраль, 2015, – С. 217-220.
4. А.Д. Альтшуль. Гидравлические сопротивления, – 2 изд. перераб. и доп. М., Недра, 1982, с. 224.
5. Коноплёв Н.Г., Коробков Г.Е. Экспериментальные исследования энергетических процессов потока жидкости в трубопроводе // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2019. № 1. С. 28-33.

УДК: 67.017

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УГЛА ПОВОРОТА ВОЛОКОН В СОСТАВЕ СЛОЯ-МАТРИЦЫ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА И РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ СПГ

*Д.А. Корниенко, А.Н. Галанский, Ю.С. Дубинов,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва*

В настоящий момент в нефтегазовой отрасли происходит внедрение труб, емкостей, изготовленных с применением неметаллических композиционных материалов. В отличие от более распространенных материалов (сталей), неметаллические композиты имеют ряд преимуществ, таких как высокая стойкость к низким температурам, отсутствие коррозии, стойкость к агрессивным средам. В связи с широким распространением неметаллических композиционных мате-

риалов встает вопрос создания максимально качественных композитов с высокими техническими характеристиками и изучения влияния изменения процедуры изготовления образцов для получения более высоких эксплуатационных качеств.

Для исследования данной задачи была изучена зависимость эксплуатационных характеристик неметаллических композиционных материалов (стеклопластика и углепластика) от угла поворота волокон в составе матрицы композитного материала. Для проведения эксперимента были изготовлены образцы с углом поворота волокон 45, 60 и 90 градусов. Матрицы были изготовлены из стекловолоконного и углеволоконного материала соответственно. Проведенные испытания доказали возможность изменения технических характеристик материала в зависимости от угла поворота его матрицы. На рисунке 1 представлен график зависимости предела прочности композитного материала от угла поворота волокон в составе матрицы. В данный момент продолжаются исследования с целью разработки математической модели (расчетной программы) позволяющей проводить расчет характеристик композитных материалов в зависимости от их технологии изготовления.

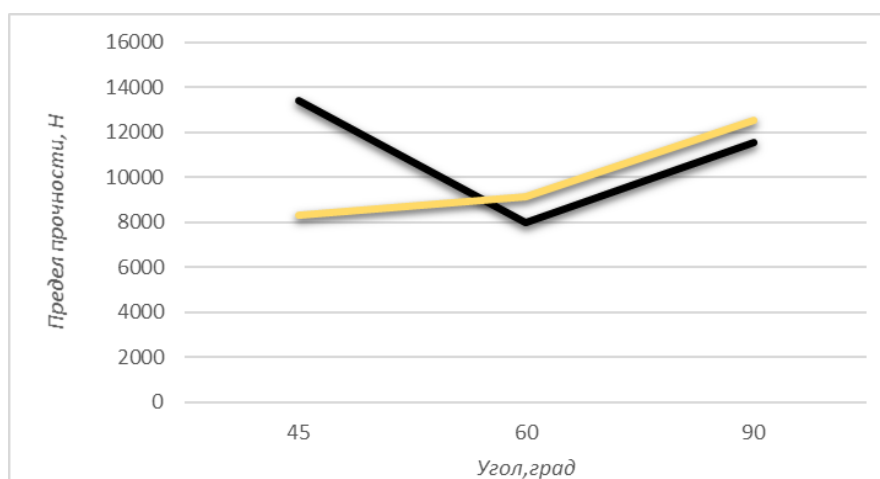


Рисунок 1 – Зависимость предела прочности композита от угла поворота волокон в составе матрицы

Проводятся испытания образцов, выдержанных в агрессивной среде, имитирующей эксплуатационные нагрузки на исследуемый материал. Разработан прототип программы, производящей расчет технических характеристик композитного материала в зависимости от процедуры изготовления композита.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Б.И. Молчанов М.М. Гудимов. Свойства углепластиков и области их применения
2. Л.И. Бондалетова, В.Г. Бондалетов Полимерные композиционные материалы / Издательство Томского политехнического университета 2013.
3. Д. А. Мельников, А. А. Громова, А. Е. Раскутин, А. О. Курносов Теоретический расчет и экспериментальное определение модуля упругости и прочности стеклопластика ВПС-53/120
4. Каргин В.А., Слонимский Г.Л. Краткие очерки о физикохимии полимеров. М.: Химия, 1967. 232 с.
5. Рабинович А.Л. Введение в механику армированных полимеров. М.: Химия, 1970. 482 с.

АНАЛИЗ ПРИЧИН РАЗРУШЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

*М.Н. Назарова, Национальная ассоциация СПГ, г. Санкт-Петербург,
Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящей работе, на примере происшедших аварий на отдельных участках магистральных трубопроводов, подробно исследовано влияние различных строительных и ремонтных дефектов на напряжённно-деформированное состояние стенки трубы и проведён анализ причин, приведших к разрушению.

Рассмотрены следующие строительные дефекты: пример разрушения магистрального нефтепровода вдоль одного из деформационных «следов», оставленных коронками зубьев экскаватора при строительстве магистрального трубопровода.

Очевидно, что в зонах деформационных «следов», оставленных коронками зубьев экскаватора, материал трубы подвергся существенной локальной пластической деформации, что привело к значительному «наклёпу» (повышенной плотности дефектов кристаллической решётки).

Таким образом, фактически, уже на стадии строительства этого участка нефтепровода был заложен потенциально опасный концентратор напряжений, который не был отражён в документации и не был обнаружен методами внутритрубной диагностики. В результате длительной эксплуатации (более 40 лет) под воздействием переменных деформаций в окрестности этих участков происходило активное накопление дефектов в теле ферритных зерен, что в последующем и привело к разрушению.

Рассмотрен другой случай: разрушение участка магистрального нефтепровода с накладкой. Вблизи от очага разрушения заподлицо со стенкой трубы при строительстве нефтепровода была вварена заплата. Сверху над заплатой для «укрепления» стенки была приварена накладка. Между заплатой и накладкой образовалась замкнутая герметичная полость с максимальным зазором 12 мм. В процессе длительной эксплуатации по шву заплата – стенка трубы в результате питтинговой коррозии образовалось сквозное отверстие. В результате в замкнутую полость между заплатой и накладкой пошла нефть. Под воздействием изгибных напряжений по линии перехода угловой шов – накладка произошло разрушение трубы.

Одним из часто встречающихся строительных дефектов является смещение стыкуемых кромок, образуемое при сварке овальных труб. Анализ сварного соединения и участка разрушения показал, что с целью уменьшения зазора строители в зоне смещения кромок приварили проволоку. Однако качество сварки было неудовлетворительное. В зоне приварки проволоки осталась протяженная (более 350 мм) пустота. В процессе длительной эксплуатации в местах концентраторов напряжений зародилась усталостная трещина с внутренней стороны стенки трубы.

Важно подчеркнуть, что даже при наличии строительных дефектов участки нефтепровода проработали более 40 лет без ремонта. Рассмотренные случаи

происшедших аварий показывают, что если бы эти дефекты были отражены в документации, то аварии на этих участках были бы своевременно предотвращены.

Кроме строительных дефектов, в трубопроводах встречаются и металлургические дефекты. Одним из самых опасных дефектов является расслоение стенки трубы и его выход к сварному шву. Причиной появления расслоения является нарушение технологических режимов проката при изготовлении трубы. Как правило, к расслоению приводит резкое увеличение степени деформации при прокате. Практика показывает, что наличие расслоения может привести к серьёзным авариям на магистральных трубопроводах, прежде всего большого (более 700 мм) диаметра.

Установлено, что строительные дефекты (в виде локального наклёпа) являются эффективными концентраторами напряжений и при достижении значений напряжения близких к пределу прочности приводят к разрушению трубопроводов. В этой связи, с целью своевременного предотвращения аварий, необходимо отражать координаты и геометрические параметры строительно-монтажных дефектов в эксплуатационной документации на трубопровод. Показано, что применение накладки является недопустимым ремонтным дефектом, поскольку в месте её приварки изменяется структура тела трубы, создавая дополнительные остаточные напряжения, и при проникновении нефти в полость между накладкой и стенкой трубы, возникают напряжения превышающие предел прочности. В результате разрушение происходит не по месту сварного шва заплатки, а по месту приварки накладки. Установлено, что в результате соединения трещины с протяженной полостью в зоне смещения свариваемых кромок труб в вершине дефекта возникают напряжения, превышающие предел прочности стали даже при небольших давлениях (1,6 МПа) в трубе. Следовательно, недопустимо оставлять какие либо полости в зоне смещения кромок. Показано, что расслоение, при выходе к сварному шву, является недопустимым дефектом проката.

УДК 622.692

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПЛАНИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ТРУДНОДОСТУПНЫХ ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ВНЕДРЕНИИ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа

При реализации концепции технического обслуживания и ремонта (ТОР) в зависимости от уровня технического состояния труднодоступного потенциально опасного участка трубопровода (подводные переходы (ПП), карсты, оползни и др.) большое значение имеет точность оценки реального состояния объекта. Так, например, в зависимости от результатов оценки технического состояния (ОТС) подводных переходов принимаются решения о сроке и об объеме следующего обследования, по виду необходимого технического обслуживания и ремонта, по остаточному ресурсу ПП и его замене. Точное определение

вышеназванных характеристик, в основе которого лежит использование достоверных математических моделей, позволяет существенно сократить расходы на ТОР при обеспечении достаточного уровня надежности ПП. Достоверность результатов применения базовых моделей, в свою очередь, зависит от качества исходной информации, от возможности самой модели наиболее полного учета реальных условий эксплуатации подводного перехода.

Теоретическими основами традиционных этапов планирования системы ТОР являются полная академическая фундаментальная общая математическая модель оценки технического состояния объекта, которая с использованием некоторых постоянных коэффициентов адаптируется к конкретному объекту, т.е. переходят к так называемой полуэмпирической модели ТС. К достоинству полуэмпирических моделей следует отнести выявление наиболее влияющих факторов, действующих в данной технико-экономической задаче. Однако очень существенны их недостатки: определяется широкий диапазон значений параметров безопасной эксплуатации; соответственно, принимаются очень высокие коэффициенты запаса, что влечет за собой большие, чем могли бы быть, затраты на ТОР.

Рассматриваемая техническая задача с теоретической точки зрения относится к тому классу задач, где применим многомерный статистический анализ. Многомерные статистические методы среди множества возможных вероятностно-статистических моделей позволяют обоснованно выбрать ту, которая наилучшим образом соответствует исходным статистическим данным, характеризующим реальное поведение исследуемой совокупности объектов, оценить надежность и точность выводов, сделанных на основании ограниченного статистического материала. Примерами методов многомерного статистического анализа служат: регрессионный анализ, факторный анализ, дискриминационный анализ, кластерный анализ и др. Достоинством кластерного анализа является тот факт, что он работает даже тогда, когда данных мало и не выполняются требования нормальности распределений случайных величин и другие требования классических методов статистического анализа. В результате работы с вычислительными процедурами образуются «кластеры» или группы очень похожих объектов, т.е. кластерный метод – это многомерная статистическая процедура, выполняющая сбор данных, содержащих информацию о выборе объектов, и затем упорядочивающая объекты в сравнительно однородные группы. В случае подводных переходов кластерный анализ предназначен для их объединения в классы (кластеры) таким образом, чтобы в один класс попадали максимально схожие, а ПП различных классов максимально отличались друг от друга. Количественный показатель сходства рассчитывается заданным способом на основании данных, характеризующих ПП. Кластеризация обеспечивает группировку (разбиение множества ПП на непересекающиеся подмножества (кластеры)), состоящие из схожих переходов. Под схожестью (сходством) понимается незначительное отличие (по величине) входных параметров, используемых в процессе прогнозирования технического состояния ПП.

Таким образом, предложен новый научно-методический принцип формирования информационно-аналитической системы (алгоритм использования узконаправленных кластеров близких по характеристикам объектов), который позволит создавать эмпирические индивидуальные модели для каждого объекта взамен традиционно используемых полуэмпирических моделей, что приведет к существенному сокращению расходов на ТОР. Это становится возможным при реализации цифровых технологий, позволяющих оперировать с большими базами данных.

УДК 622.692.4:539.43

ИССЛЕДОВАНИЕ СНИЖЕНИЯ РИСКОВ БЕЗОПАСНОСТИ, СВЯЗАННЫХ С ПРОЕКТАМИ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ

О.А. Курасов, ТПУ, г. Томск

Анализ рисков является наиболее значимой областью исследований в контексте управления целостностью оборудования трубопроводного транспорта. Риск — это вероятность отказа из-за несчастного случая и сопутствующие последствия [1].

Существует множество методов и инструментов для выявления причин отказов и их последствий, а также для оценки связанных с ними вероятностей. Инструменты оценки рисков подразделяются на две группы: качественные и количественные.

К качественным методам можно отнести Методологию выявления опасностей и работоспособности оборудования (HAZOP), которая представляет собой структурированный и систематический подход для выявления всех возможных опасностей, связанных с системой. HAZOP основана на теории, которая предполагает, что события риска вызваны отклонениями от целей эксплуатации или проектирования.

Это групповой подход с участием междисциплинарных экспертов для коллективного мозгового штурма с целью стимулирования различных мнений по этому вопросу на основе списка руководящих слов.

С другой стороны, рассматриваются количественные методы. Так, например, в анализе характера и последствий отказов (FMEA) и анализе вида, последствий и важности отказов (FMESA), иницирующие события с аналогичным барьером могут быть сгруппированы вместе. Анализ будет упрощен за счет сосредоточения внимания на значительной группе, а не на избыточных событиях. Анализ FMEA можно рассматривать как подмножество исследования HAZOP. Целью FMEA и FMESA является возможность целенаправленного обзора системы или процесса для выявления потенциальных угроз и их возможного влияния на эффективность результатов. Недостатки анализа заключаются в том, что каждое событие рассматривается как отдельное явление, и взаимодействия между событиями не рассматриваются [2].

Анализ дерева событий (ETA) обычно используется для определения вероятности всех возможных последствий, возникающих в результате возникновения иницирующего события. Чтобы создать такое дерево, исходное событие

и все идентифицированные результаты следует рассматривать как начало, а затем рассматривать каждый результат как новое событие (ключевое событие), разветвляющееся с соответствующими возможными результатами и т. д. Ветви обычно соответствуют появлению или отсутствию ключевых событий. В конце дерева заключены как результаты, так и вероятности каждой последовательности событий, которые были идентифицированы.

Дерево отказов (FTA) предназначено для идентификации и явного отображения всех возможных причин (основных событий), приводящих к нежелательному событию (верхнему событию). Целью качественного анализа в Дереве событий является достижение минимальных наборов разрезов. Как правило, чем ниже порядок набора минимальных отсечений, тем выше частота его появления. Вероятность отказа высшего события будет достигнута, если будут получены все минимальные наборы разрезов и вероятности базовых событий.

С другой стороны, ограничение деревьев отказов состоит в том, что они предполагают независимость среди причин, что обычно не является обоснованным предположением. Поэтому зависимые события могут быть учтены только с большим трудом. Кроме того, логические ветви предполагают, что выходной сигнал каждой ветви может быть оценен количественно с учетом входного сигнала. Это нецелесообразно, поскольку имплицитно предполагает, что все возможные события моделирования принимаются во внимание.

Анализ модели «галстук-бабочка» представляет собой комплексный вероятностный подход, который анализирует сценарии аварий путем оценки вероятностей и путей возникновения инцидентов. Диаграмма «галстук-бабочка» содержит интеграцию дерева отказов и дерева событий для представления причин, опасностей и последствий на общей платформе. Дерево отказов размещено в левой части диаграммы, а правая часть диаграммы «галстук-бабочка» соответствует дереву событий.

На основе комбинированного дерева отказов и дерева событий все причины и последствия, связанные с нежелательным событием, четко и взаимно идентифицируются на схеме «галстук-бабочка». После того, как диаграмма «бабочка» создана, количественный анализ может быть выполнен в соответствии с традиционными допущениями и математическими операциями FTA и ETA. Модель, однако, использует концепцию, следующую булевой логике, которая в некоторых обстоятельствах может не полностью отражать реальность. Это связано с тем, что анализируемые события могут иметь более двух состояний. Кроме того, анализ бабочки позволяет сделать односторонний вывод, который может ограничить применимость в области систематического снижения риска и управления им.

В последние годы во многих инженерных областях стала использоваться методология Байесовской сети. Они широко применяются для анализа рисков благодаря их способности к моделированию и эффективной формулировке. Байесовская сеть предлагает мощный анализ рисков и была применена в реальном применении прогнозирования безопасности критически важных и сложных систем.

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. – P. 111-112.
2. 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.

УДК 622.692.4:539.43

УПРАВЛЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ТРУБОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ АНАЛИЗА РИСКОВ

О.А. Курасов, ТПУ, г. Томск

Трубопроводы — самый безопасный и экономичный способ транспортировки нефти, газа и нефтепродуктов. Будучи неотъемлемым компонентом современной энергетической инфраструктуры, миллионы километров транспортных трубопроводов по всему миру необходимы для постоянно растущего энергетического рынка.

Несмотря на снижение частоты повреждений защитных оболочек нефтегазовых трубопроводов внешними и внутренними воздействиями, приводящими к аварийным разгерметизациям нефтегазового оборудования, экологические, социальные и экономические последствия крупных аварий остаются весьма серьезными. Текущие политики управления целостностью включают методы, основанные на оценке риска, для оптимизации безопасности и производительности трубопроводного транспорта [1].

Устойчивость определяется как способность технической системы поглощать (противостоять) неблагоприятным последствиям разрушительных событий, продолжать свою работу в поврежденном состоянии и восстанавливаться до нового или предыдущего состояния (функциональности). Устойчивость тесно связана с управлением рисками и техническом обслуживании на основе оценки рисков.

Программы управления целостностью — это программы управления рисками, в которых предусмотрены мероприятия, связанные с устойчивой и постоянной самооценкой и улучшением. Современные Программы управления целостностью основаны на оценке результатов эксплуатации оборудования, в то время как более ранние программы были предписывающими. Программы, основанные на производственных показателях, позволяют оператору управлять рисками и оптимизировать безопасность, надежность и затраты, учитывая неопределенности, а не следуя строгим рекомендациям. Позволяют это сделать методы, основанные на оценке риска, в то время как остальные мероприятия в Программах управления целостностью представляют собой политики, направленные на обеспечение непрерывной работы и самосовершенствования, а не непосредственно на структурную целостность [2].

Все программы управления рисками состоят из двух этапов: анализа рисков и контроля рисков. Управление целостностью трубопроводов включает в себя структурную целостность конструкции трубопровода и управление рисками. Анализ рисков трубопроводного транспорта позволяет оператору ранжировать участки на основе их ожидаемой (прогнозной) частоты и последствий отказов. Данные для анализа рисков основаны на периодических диагностиках и оценке структурной целостности. Информация, полученная в результате анализа рисков, используется для определения следующего интервала технического обслуживания или контроля. Ранжируя участки трубопровода на основе полученной информации, оператор может эффективно распределять ресурсы для снижения и устранения риска аварий и катастроф.

В процессе принятия решений неопределенность, связанная с предположениями о состоянии системы, имеет огромное значение и стала проблемой для большинства операторов трубопроводов. Необходимо уменьшить неопределенности, связанные с отсутствием полных знаний о процессах износа трубопровода. Эти неопределенности можно смягчить путем интеграции различных типов информации, таких как протоколы проверок, экспертные знания, физические законы и данные мониторинга. Однако нынешние подходы не позволяют интегрировать всю упомянутую информацию. Считается, что подход байесовской сети может дать ответы на эту проблему.

Для решения проблем надежности трубопроводных систем подход к оценке, основанный на рисках и надежности, широко используется в качестве инструмента для принятия решений по планированию проверок и технического обслуживания в отрасли трубопроводов. Эффективная оценка риска трубопровода должна быть в состоянии охарактеризовать и рассчитать риск, связанный с трубопроводом, чтобы максимизировать доступность труб с наименьшими затратами без ущерба для безопасности и законодательных норм. Оценка риска должна обновляться, чтобы следить за ходом деятельности, чтобы обеспечить преемственность в основе решений, касающихся безопасности деятельности.

В прошлом подходы к управлению трубопроводами были минимальными, как правило, трубопроводы не обслуживались до тех пор, пока не произошел сбой. В это конкретное время необходимо было либо заменить поврежденный участок, либо весь трубопровод. Эти трубопроводы могли быть осмотрены при плановых остановках, и на этом этапе обычно устранялись очевидные недостатки. Подход к ремонту трубопровода при выходе его из строя может быть недопустимым в случаях, когда разрыв трубопровода может причинить катастрофический ущерб имуществу, людям или окружающей среде. Комплексная и систематическая система управления целостностью необходима для того, чтобы эти трубопроводные системы обеспечивали средства для повышения их надежности и доступности, а также для эффективного управления и сокращения затрат на техническое обслуживание, ремонт и замену в долгосрочной перспективе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Kurasov, O. A. Operating safety analysis and reliability estimation of marine pipeline transportation of oil and gas taking into account risks and limit states / O. A. Kurasov // Новые технологии - нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 17–19 мая 2021 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. – Р. 131-134.
2. Kurasov, O. A. Kurasov, O. A. Development of quality management concepts for complex engineering systems in main gas pipelines / O. A. Kurasov // Метрологическое обеспечение инновационных технологий: IV Международный форум: сборник статей, Санкт-Петербург, 04 марта 2022 года / Санкт-Петербургский государственный университет аэрокосмического приборостроения. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский государственный университет аэрокосмического приборостроения, 2022. – Р. 178.

УДК 628.164-92

ПОДГОТОВКА ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОДЫ ДЛЯ НУЖД НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

А.А. Кутушев, Е.А. Локшина, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа

На нефтеперерабатывающих предприятиях основная масса воды расходуется на охлаждение оборудования, конденсацию и на собственные нужды. Требования к качеству воды, зависят от её назначения в производстве и особенностей установленного технологического оборудования. Вода для целей охлаждения не должна приводить к образованию карбонатных отложений и отложениям взвеси, возникновению коррозии труб и теплообменных аппаратов. [1]

Качество воды играет ключевую роль в бесперебойной работе теплотехнического оборудования и срока его эксплуатации. Одной из главных причин неполадок в работе оборудования являются растворенные в воде вещества, определяющие жесткость и щелочность воды. В основном это связано с образованием отложений накипи. В настоящее время актуальность проблемы водоподготовки очень высока, так как основной причиной отложения накипи является наличие в воде соединений Ca^{2+} и Mg^{2+} . Отложение накипи, известкового налета и коррозии ведут к снижению эффективности процесса теплопередачи и сильному перегреву оборудования, уменьшению КПД котельных установок и увеличению расхода топлива. [2]

В данной работе рассмотрена возможность умягчения артезианской воды для использования в технических целях на нефтеперерабатывающем предприятии, подобраны реагенты и определены их оптимальные концентрации.

В ходе работы были определены расчетная и опытная дозы извести для умягчения и декарбонизации, определена температура процессов умягчения и коагулирования, которая равна 22°C. Опытным путем подобраны коагулянт и флокулянт и определены дозы реагентов.

По итогу экспериментов получена умягченная вода со следующими качественными показателями: жесткость 1,4 мг-экв/л, кальций-ион 0,3 мг/л, магний-ион 1,1 мг/л, солесодержание 210 мг/л, pH 8.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамов Н.Н. Водоснабжение: Учебник для вузов, М.: Стройиздат, 1974. С. 480
2. Рябчиков, Б.Е. Современные методы подготовки воды для промышленного и бытового использования / Б.Е. Рябчиков – М.: ДеЛи принт, 2004. С. 328
3. Копылов А. С., Водоподготовка в энергетике: учебное пособие для вузов/ А. С. Копылов, В. М. Лавыгин, В. Ф. Очков. – Москва: Издательство МЭИ, 2003. – 309 с.

УДК 662.769.2

ВЛИЯНИЕ МЕТАНО-ВОДОРОДНОЙ СМЕСИ НА ИЗМЕНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ

С.В. Лаврова, РГУНГ, г. Москва

В последнее время изменению климата и экологической ситуацией в мире уделяется большое внимание. Стремление к переходу на низкоуглеродную энергетику заставляет ученых искать альтернативу традиционным видам топлива.

Большой интерес возникает к водороду, как к универсальному и чистому источнику энергии. Водород привлекает отсутствием выбросов парниковых газов, в частности диоксида углерода. На сегодняшний день в мире потребляется в порядке 94 млн тонн водорода, при этом Международное энергетическое агентство прогнозирует потребления уже 245 млн тонн водорода в год [1]. Водородное топливо планируют применять в топливных элементах, электроэнергетике, коммунально-бытовом потреблении, транспорте (в том числе в трубопроводах) и так далее [2].

Для транспортировки водорода в чистом виде потребуется обновление всей трубопроводной системы, что является экономически невыгодным и нецелесообразным. Однако, незначительная реконструкция существующих трубопроводов позволит перекачивать метано-водородную смесь с концентрацией водорода до 20% [3].

В данной работе проведено исследование изменения давления в газопроводе при перекачке метано-водородной смеси с концентрацией водорода от 0 до 20%.

По результатам работы, можно сказать, что при транспортировке метано-водородной смеси по действующим газопроводам и обеспечения потребителей тем же количеством энергии, что и при перекачке природного газа, следует повышать давление на входе пропорционально увеличению концентрации водорода в метано-водородной смеси для компенсации потерь давления по длине газопровода, которые возникают в следствие снижения физических показателей метано-водородной смеси.

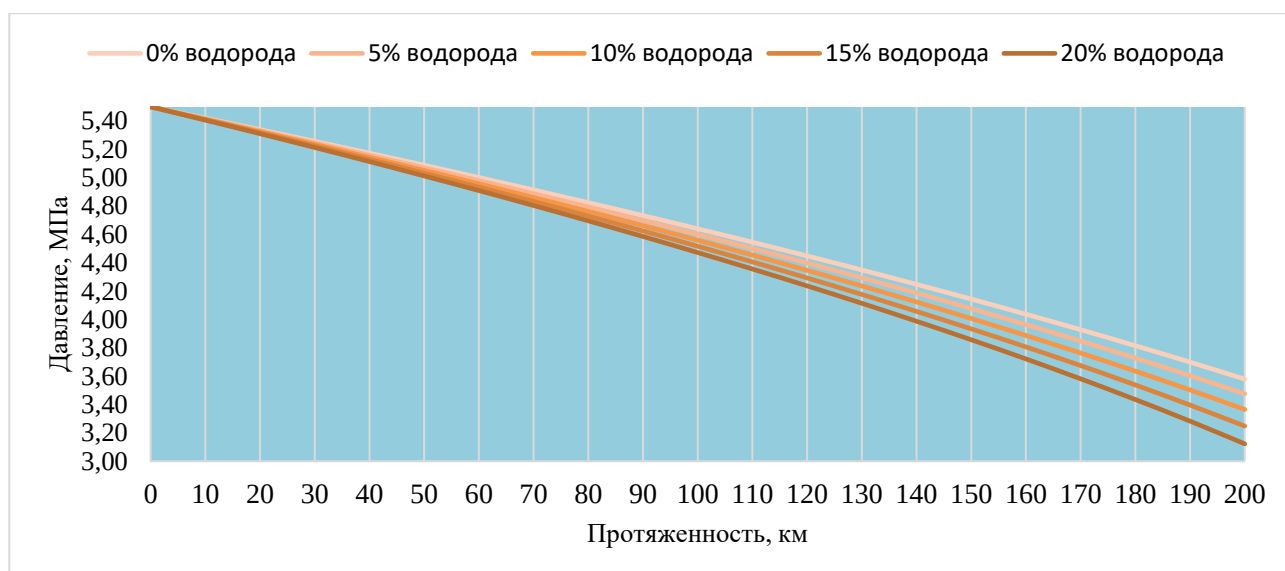


Рисунок 1 – Распределение давления по длине газопровода в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Карасевич В.А., Федюхин А.В., Повернов М.С. Технические аспекты производства, логистики и использования водорода // Журнал «Neftegaz.ru». 2022. №10. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/alternativnaya-energetika/753959-tehnicheskie-aspekty-proizvodstva-logistiki-i-ispolzovaniya-vodoroda/> (дата обращения: 04.10.2022). – Режим доступа: открытый
2. Лурье М.В. Транспортировка партий водорода по газопроводу в потоке природного газа. Территория «НЕФТЕГАЗ». 2020. № 11-12. С. 84-88.
3. Радченко Р.В. Водород в энергетике: учебное пособие / Р.В. Радченко, А.С. Мокрушин, В.В. Тюльпа; [науч. ред. С. Е. Щеклеин]. — Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2014. – 234 с.

УДК 614.8

РАЗРАБОТКА СТРАТЕГИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ АВТОЗАПРАВОЧНОЙ СТАНЦИИ

*Л.А. Латыпова, К.А. Маликова, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев,
УГНТУ, г. Уфа*

Большинство пожаров и взрывов на автозаправочных станциях (АЗС) происходят при очистке и подготовке их к ремонту, при производстве самих ремонтных работ, а так же при приеме нефтепродуктов [3]. В процессе хранения и транспортирования нефтепродуктов на незащищенных поверхностях резервуаров, емкостей, трубопроводов могут образовываться пирофорные отложения, способные к самовозгоранию при контакте с кислородом воздуха. Они обычно представляют собой смесь продуктов сероводородной коррозии, смолистых веществ, минеральных солей и механических примесей [2]. Основными причинами возникновения многих чрезвычайных ситуаций на пожароопасных производственных объектах транспорта нефти и нефтепродуктов являются взрыв, возгорание пирофорных отложений и выброс в атмосферу значительного объема опасной паровоздушной смеси (углеводородов) [1]. При разработке мероприятий, обеспечивающих достаточный уровень промышленной безопас-

ности АЗС, особое внимание в настоящее время уделяется снижению риска возгорания пирофорных отложений и загрязнения окружающей среды газообразными углеводородами.

Целью исследовательской работы являлась разработка методов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию АЗС. Объект исследования – АЗС №02-121 «Башнефть-Розница».

Задачи исследования:

- провести сравнительный анализ причин аварий и пожаров на АЗС;
- определить возможные сценарии аварий;
- выявить недостатки существующего оборудования и технологических коммуникаций, эксплуатируемых на объекте исследования;
- предложить мероприятия для предотвращения возможных аварий и пожаров на АЗС.

Для решения поставленных задач произведены расчеты радиусов зон разрушений при возможных пожарах и взрывах; определены возможное число пострадавших, а так же материальные затраты на ликвидацию последствий аварий на АЗС №02-121.

Результаты расчета радиусов зон разрушений с помощью программного модуля:

$$W_T = \frac{0.4 \times 4,6 \times 10^7}{0.9 \times 43,6} \times 0,3 \times 60000 = 844036;$$

$$R_0 = \sqrt[3]{8440366} = 203 \text{ м};$$

$$R_1 = 3,8 \times 203 = 771,4 \text{ м};$$

$$R_2 = 5,6 \times 203 = 1136,8 \text{ м};$$

$$R_3 = 9,6 \times 203 = 1948,8 \text{ м};$$

$$R_4 = 28 \times 203 = 5684 \text{ м};$$

$$R_5 = 56 \times 203 = 11368 \text{ м}.$$



Рисунок 2 – Радиус зон разрушения

Для решения проблемы предложено использование нового ингибирующего вещества «Noves 1230», предотвращающего возможность возгорания пи-

рофорных соединений при контакте их с кислородом воздуха при атмосферном давлении. «Noves 1230» по сравнению с существующими хладагентами преобладает во всех отношениях: эффективность охлаждения, безопасность для окружающей среды и персонала организации.

Кроме того, применение спроектированной газоуравнительной системы дает возможность предотвратить выбросы паров углеводородов при заправке автомобилей топливом, а так же при приеме нефтепродуктов. Установка данной системы экономически целесообразна, приведены расчеты предотвращенного ущерба от взрыва и аварии, произведен расчет срока окупаемости установки.

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. Саитова К.А., Барахнина В.Б., Коннов Я.А. Дифференцирование проблем обеспечения экологической безопасности на магистральном трубопроводе. Актуальные проблемы науки и техники – 2021: сб. материалов XIV Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых (Уфа, 15 марта – 19 марта 2021 г.): в 2 т./под общ. ред. канд. техн. наук Рабаева Р.У. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 66-68.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТОЧКИ ОТБОРА ТОПЛИВНОГО ГАЗА

*А.С. Люкин, ООО «Газпром трансгаз Чайковский», г. Чайковский
С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа*

Для предотвращения гидратообразования на участке трубопровода топливного газа компрессорной станции (КС) после регуляторов давления производится дополнительный подогрев природного газа.

Данный процесс связан с затратой энергоресурсов и зависит от параметров подогреваемой среды, а именно от давления и температуры подогреваемого природного газа. Изменение вышеперечисленных параметров происходит не только в процессе компримирования газа, но и при изменении точки отбора топливного газа на КС.

В работе рассмотрена эффективность работы компрессорной станции в зависимости от точки отбора топливного газа. Точки отбора газа являются стандартизованными в газовой промышленности.

Точка №1: Отбор топливного газа из магистрального газопровода до крана №20.

В этом случае к подогревателям топливного газа поступает природный газ с давлением $P_{вх}$ и температурой $T_{вх}$. Определим необходимую удельную теплоту по следующей формуле [1]

$$q_x = \int_{T_{\text{вх.рег}}}^{T_{\text{вх.}}} c_x dT = c_{\text{ср}} (T_{\text{вх.рег}} - T_{\text{вх.}}), \quad (1)$$

где $c_{\text{ср}}$ – средняя теплоемкость в интервале температур от $T_{\text{вх.}}$ до $T_{\text{вх.рег}}$; $T_{\text{вх.}}$ – температура на входе в подогреватель газа, К; $T_{\text{вх.рег}}$ – температура на входе в регулятор газа, К, определяется по формуле [2]:

$$T_{\text{вх.рег}} = T_{\text{н}} + (P_{\text{вх}} - P_{\text{н}}) \cdot Di, \quad (2)$$

где $T_{\text{н}}$ – температуру газа перед за регулятором, К; $P_{\text{вх}}$ – давление газа на входе в регулятор, МПа; $P_{\text{н}}$ – давление газа за регулятором, МПа; Di – коэффициент Джоуля-Томпсона, К/МПа [2]:

$$Di = \frac{1}{c_{\text{ср}}} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T_{\text{ср}}^2} - 1,5 \right). \quad (3)$$

Из формул (1)-(3) получим следующее

$$q_x = c_{\text{ср}} (T_{\text{н}} - T_{\text{вх.}}) + (P_{\text{вх}} - P_{\text{н}}) \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T_{\text{ср}}^2} - 1,5 \right) \quad (4)$$

В этом случае для уменьшения затрат на подогрев топливного газа необходимо иметь либо высокую температуру на входе в регулятор или низкое давление.

Точка №2: Отбор топливного газа после узла очистки компрессорного цеха. В этом случае температура отбираемого газа почти равна температуре газа из магистрального газопровода до крана №20, но давление снижено из-за прохождения узла очистки на Δp [3]. Исходя из уравнения (4) в этом случае энергозатраты на подогрев топливного газа будут ниже первого варианта.

Точка №3: Отбор топливного газа с нагнетательного коллектора компрессорного цеха. Газ в нагнетательном коллекторе после компримирования имеет температуру выше, чем отбор по варианту 2, но давление выше и равно $\varepsilon \cdot P_{\text{вх}}$, где ε – степень повышения давления центробежным компрессором ГПА. Подставив значения в уравнение (4) получаем затраты на подогрев топливного газа равные затратам второго варианта, но в этом случае мы производим дополнительную работу по компримированию центробежными компрессорами топливного газа.

Точка №4: Отбор топливного газа из магистрального газопровода после крана №20. Для этого варианта характерны следующие параметры отбираемого газа – это высокое давление равное давлению при отборе по третьему варианту и температуру газа выше чем в первых двух вариантах, но ниже температуры по варианту отбора газа из нагнетательного коллектора компрессорного цеха. Исходя из уравнения (4) в этом случае энергозатраты на подогрев топливного газа будут выше варианта отбора газа с нагнетательного коллектора компрессорного цеха из-за низкой температуры отбираемого газа. Кроме этого, как и в третьем варианте, производится дополнительная работа на компримирование отбираемого объема топливного газа и на его охлаждение.

Из проведенного анализа следует, что наименее энергозатратным является вариант отбора топливного газа после узла очистки газа компрессорного цеха. Чтобы дополнительно снизить энергозатраты, исходя из формулы (4), для этого варианта требуется повышение температуры отбираемого газа, что возможно за счет использования теплообменников типа «газ-газ», где теплоносителем явля-

ется отбираемый с выходного контура теплый компримированный газ. Топливный газ благодаря теплообменникам подогревается до температуры компримированного газа, что значительно снижает энергозатраты в подогревателях газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нащекин В.В. Техническая термодинамика и теплопередача/ В.В. Нащекин. – М.: «Высшая школа», 1975. – 496 с.
2. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов/ А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
3. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов/ А.Н. Козаченко. – М.: Нефть и газ, 1999. – 463 с.

УДК 614.8

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСЧЕТА УЩЕРБА ОТ АВАРИЙНОЙ УТЕЧКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

К.А. Маликова, С.Д. Барахнина, Я.А. Коннов, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время значение нефтедобывающей отрасли промышленности неуклонно растет. Постоянно идут работы по освоению новых территорий месторождений углеводородов, а трубопроводные сети охватывают все большие территории [1]. Особую остроту приобретают загрязнения окружающей среды вследствие разливов нефти в результате износа трубопроводов либо других причин аварий [2]. Для принятия наиболее эффективных мер, направленных на предупреждение и ликвидацию последствий аварий, необходимо иметь расчетные данные о величине утечки на различных участках нефтепроводов и возможных потерях нефтепродукта вследствие испарения с поверхности и инфильтрации в грунт. Данная проблема остается актуальной и в целях снижения возможных негативных последствий, требует особого внимания для выбора способов локализации, ликвидации аварийного разлива нефти и разработки комплекса необходимых мероприятий [3].

Существуют различные методы расчета объемов утечки нефтепродукта. Был выбран метод, по которому можно рассчитать объем вытекающей жидкости. Формулы представляют собой зависимую цепочку расчетов [4]. Для достижения наибольшей точности результатов рекомендуется производить несколько итераций расчетов. В виду большого количества переменных становится задача об оптимизации расчетов путем их автоматизации [5]. Таким образом, намного сократится время расчета итоговых значений и увеличится их точность. Программа для расчетов утечки жидкого углеводорода, выполненная в среде Visual C++, имеет простой и удобный для понимания вид (рисунок 1).

Рисунок 1 – Пример экранной формы приложения для расчета ущерба от аварийного разлива нефти

Автоматизация данного метода позволит легко рассчитывать различные варианты происшествий за короткий промежуток времени, а также даст возможность сравнить результаты при различных данных аварии. К примеру, для расчета коэффициента расхода необходимо знать параметры среды, в которую выливается нефтегазоконденсатная смесь: атмосфера, вода или грунт. Также расход нефтепродукта будет зависеть от размера и формы отверстия, для расчетов применены следующие варианты: ромб, прямоугольник, круг и эллипс. Зная вязкость вытекаемого продукта, параметры среды и коррозионного свища, можно легко рассчитать скорость расхода продукта и соответственно объем, который вытечет через заданное время после аварии. Конечно, если дефект трубы замечен сразу и в короткое время начинаются работы по ликвидации аварии, то вероятность потерять большое количество продукта мала. Но нефть это вещество, которое имеет также свойство испаряться. Поэтому даже при малых сроках проведения аварийно-восстановительных работ возможна небольшая потеря нефтепродукта. Зная из предыдущих расчетов количество вытекшей нефти, свойства грунта и количество собранного нефтепродукта, можно рассчитать площадь разлива и максимальные потери от инфильтрации в грунт, а также количество испарившегося продукта при аварии на воде.

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. Сайтова К.А., Барахнина В.Б., Коннов Я.А. Дифференцирование проблем обеспечения экологической безопасности на магистральном трубопроводе. Актуальные проблемы науки и техники – 2021: сб. материалов XIV Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых (Уфа, 15

марта – 19 марта 2021 г.): в 2 т./под общ. ред. канд. техн. наук Рабаева Р.У. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 66-68.

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 622.692.4

ПРИМЕНЕНИЕ СИЛЬФОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ

В.А. Мишкин, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа

Эксплуатация резервуаров на нефтеперекачивающей станции в системе магистрального нефтепровода сопровождается постоянным изменением веса в подводящем трубопроводе в результате заполнения и опорожнения резервуара, изменением параметров транспорта продукта, вследствие чего нагрузка на резервуар непостоянна и может вызвать неравномерную просадку емкости. Для уменьшения воздействия на приемо-раздаточный патрубок и предотвращения его срыва применяется система компенсации нагрузок на резервуар (СКНР), в состав которой входят сильфонные компенсирующие устройства.

В состав СКНР входят сильфонные поворотные компенсаторы для компенсации угловых перемещений трубопровода; катковая опора, позволяющая перемещаться трубопроводу в горизонтальном направлении; пружинные подвески для свободного хода трубы в вертикальной плоскости [1]. Данная схема СКНР запатентована в 2013 году и применяется на сегодняшний день в системе компании «АК «Транснефть». Конструкция дорогая и сложная в монтаже, однако позволяет значительно продлить ресурс резервуара, позволяя трубопроводу избежать напряжений, превышающих допускаемые.

Особую конструкцию имеет разгруженный сильфонный компенсатор. Он состоит из нескольких сильфонов и системы разгрузочных тяг, позволяя компенсировать перемещения трубопровода во всех направлениях – угловом, осевом, сдвиговом и при этом не передавая распорные усилия на трубопровод [2].

В работе предлагается заменить существующую схему системы компенсации нагрузок на резервуар новой, включающей в себя разгруженные сильфонные компенсаторы, тем самым упростить себестоимость монтажа и повысить надежность конструкции резервуара.

В программном обеспечении Старт-Проф, применяемом для расчета прочности и жесткости трубопроводов, была смоделирована обвязка СКНР с применением угловых и разгруженных компенсаторов (рисунок 1) и было проведено их сравнение. Для исследования работы компенсирующих устройств в составе СКНР был выбран резервуар РВСП-20000 с приемо-раздаточным па-

трубком диаметром 530х8 мм. Подбор компенсирующих устройств осуществлялся по каталогу компании-изготовителя Witzenmann.

Программа производит проверку деформаций компенсаторов, рассчитывает нагрузки на трубопровод, опоры и крепления, нагрузки на штуцер резервуара, смещения всех элементов и узлов. Результаты расчета программы показали эффективность обеих схем применения компенсационных устройств – нагрузки на приемо-раздаточный патрубок и деформации компенсаторов не превышают допустимых значений. Однако можно заметить, что в системе с применением разгруженного компенсатора значительно снижается осевое усилие. Расчетные нагрузки на приемо-раздаточный патрубок приведены в таблице 1.

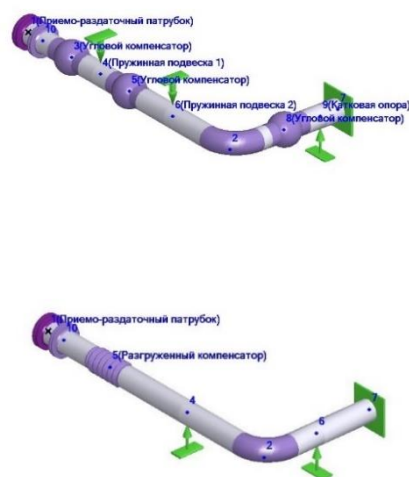


Рисунок 1 – Модель СКНР с поворотными (сверху) и разгруженными (снизу) компенсаторами в программе Старт-Проф

Таблица 1 – Расчетные нагрузки на приемо-раздаточный патрубок резервуара

СКНР	Осевое усилие, Н	Горизонтальное усилие, Н	Вертикальное усилие, Н	Крутящий осевой момент, Н·м	Изгибающий момент в горизонтальной плоскости, Н·м	Изгибающий момент в вертикальной плоскости, Н·м
С угловыми компенсаторами	2070	211	7580	67,6	7621,3	420,2
С разгруженным компенсатором	427	125	7850	588,4	7472,6	284,9

Таким образом, можно сделать вывод о том, что применение разгруженного компенсатора в СКНР более рационально, так как они способны уравновесить деформацию любого типа, а также воспринять на себя, а не передавать распорные усилия. Такой способ компенсации нежелательных перемещений трубопровода сэкономит себестоимость монтажа и затраты на эксплуатацию.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нефтяная сфера применения сильфонных компенсаторов (СКНР) [Электронный ресурс]. URL: <http://silphon.ru/neftyanaya-otrasl/> (дата обращения 10.10.2022).
2. Разгруженные сильфонные компенсаторы [Электронный ресурс]. URL: <https://kompensator.ru/catalog/razgruzhennyye-silfonnye-kompensatory-/> (дата обращения 12.10.2022).

УДК 622.692.4

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТРУЙНО-ЭЖЕКТОРНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРЕ

А.А. Назырова, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа

В процессе эксплуатации резервуара происходит накопление осадка, состоящего из асфальто-смоло-парафиновых компонентов нефти, воды и механических примесей. Образовавшийся донный осадок приводит к ряду осложнений, связанных с уменьшением полезного объема резервуара, снижению точности учета нефти, повышенным риском коррозионных повреждений днища и нижних поясов стенки, выводом резервуара из эксплуатации для обследования технического состояния и ремонта и т.п. [1].

В системе ПАО «Транснефть» с целью предупреждения накопления донных отложений наибольшее распространение получили механические перемешивающие устройства производства ЗАО «ТОМЗЭЛ» «Диоген – 700», устанавливаемые на первом поясе резервуара на крышке люка лаза. Эффект от работы устройства достигался за счет поворота в горизонтальной плоскости на максимальный угол (60 градусов) вала гребного винта из одного крайнего положения в другое, формирования узкой затопленной струи жидкости, которая закручивает массу всей нефти в горизонтальной плоскости и придает ей круговое вращение в крайних положениях вала мешалки. К недостаткам этого типа размывающих устройств следует отнести снижение скорости затопленной струи по мере удаления от гребного винта до критических значений начала размыва донного осадка (0,25 м/с), что обуславливает образование застойных зон с противоположной стороны днища резервуара. Также отмечается снижение эффективности работы «Диоген – 700» в случае перемешивания высоковязких нефтей [2].

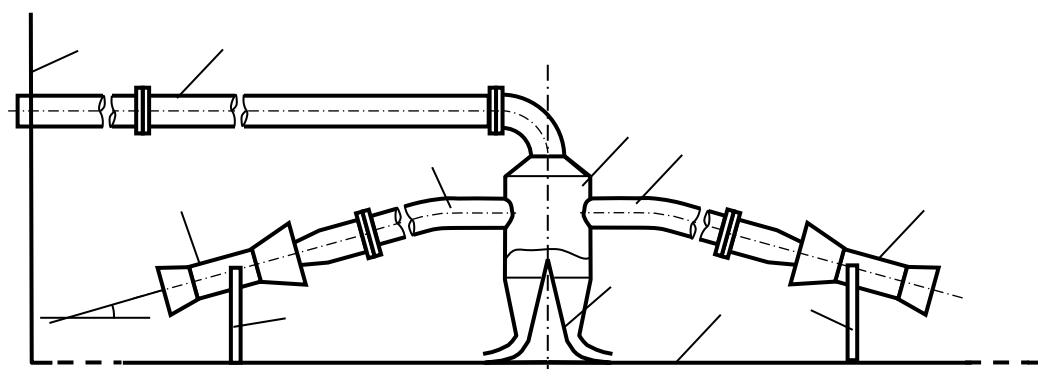
Авторами [3] предложено перемешивающее струйное устройство, которое монтируется на днище резервуара с помощью опор. С помощью насоса нефть поступает через приемо-раздаточный патрубок к основному трубопроводу, и с помощью подводящего колена опускается сверху вниз в узел распределения потоков, в котором конус-рассекатель равномерно распределяет основной поток по горизонтальным прямолинейным патрубкам (не менее трёх) в разные стороны. В конце каждого патрубка установлены сопла с конфузорами (эжекторными насадками), обеспечивающие перемешивание высокоскоростных струй из сопел с жидкостью, подсасываемой извне через конфузоры. Нефть движется к стенке резервуара, увлекая за собой соседние слои жидкости. Рав-

номерное перемешивание объема нефти в резервуаре достигается размещением устройства в центре резервуара для предотвращения образования застойных зон.

Предлагаемое авторами [3] устройство подходит для всех типов жидкостей с различной плотностью и вязкостью и обеспечивает хорошее перемешивание жидкости с целью достижения однородного состояния.

Используя струйно-эжекторное устройство [3] в качестве прототипа, рассмотрим модификацию его конструкции, позволяющей осуществлять размыв донных отложений в резервуаре. Предлагаются следующие изменения (рисунок 1):

- 1) узел распределения потоков в центральной части устройства дополняется веерным соплом, которое обеспечивает размыв осада в центре резервуара и одновременно является центральной опорой;
- 2) эжекторные насадки в конце патрубков располагаются под углом α к горизонтали в пределах от 10 до 20°.



- 1 – стенка резервуара; 2 – подводящий трубопровод;
3 – распределитель потока, совмещенный с веерным соплом; 4 – конус-рассекатель;
5 – распределительный патрубок; 6 – эжекторная насадка; 7 – опора;
8 – днище резервуара

Рисунок 1 – Струйно-эжекторное устройство размыва осадка в резервуаре

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

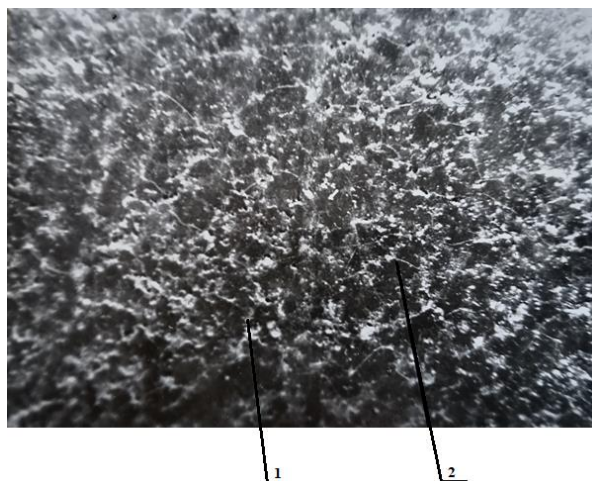
1. Щурова Е.В., Крысь А.О., Хурамшина Р.А., Валеев А.Р. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений из резервуаров для хранения нефти с применением ультразвукового воздействия // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 5 – 6. – С.29 – 33;
2. Кононов О.В., Галиакбаров В.Ф., Коробков Г.Е. Анализ устройств для предотвращения и размыва осадков в нефтяных резервуарах // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т.4 (№ 1). – С. 161 – 164.
3. Пат. 189855 Российская Федерация, МПК B01F 5/00. Устройство перемешивающее струйное / Н.А. Тузовский, Е.В. Тузовская; заявитель и патентообладатель Н.А. Тузовский, Е.В. Тузовская. - № 2018108453; заявл. 07.03.2018; опубл. 06.06.2019, Бюл. №16.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАЩИТНЫХ ДЕЙСТВИЙ КОМБИНИРОВАННОГО АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ

О.А. Насибуллина, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, УГНТУ, г. Уфа

Как известно, одной из основных причин разрушения металлических конструкций нефтегазового комплекса является коррозия. Существуют различные методы борьбы с коррозионными процессами, возникающими на поверхности металла. Наиболее распространёнными являются: введение в среду ингибиторов коррозии [1], использование антикоррозионных покрытий [2], применение электрохимической защиты и др.

Цель работы заключается в оценке защитного действия комбинированного антикоррозионного покрытия, состоящего из внутреннего алюминиевого подслоя и наружного органического покрытия. Микроструктура поверхности антикоррозионного покрытий приведены на рисунке 1, при этом было обнаружено следующее. На поверхности имелись поры диаметром до 0,1 мм (средний диаметр 0,04 мм). Структура поверхности зернистая с диаметром зерен до 0,5 мм (средний диаметр 0,35 мм). Причем, как показали результаты исследования, эти поры не сквозные.

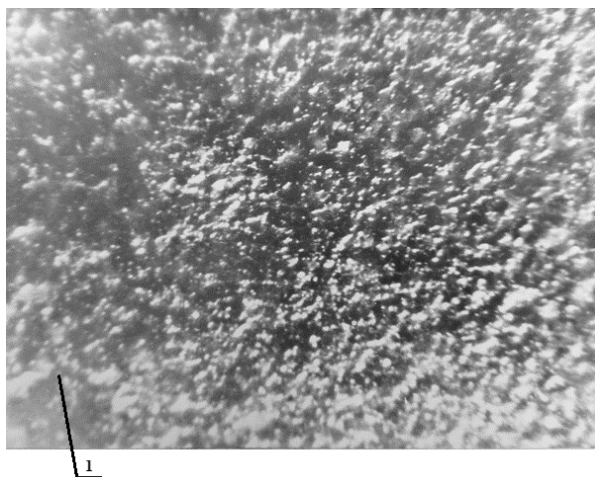


1 – поры; 2 – границы зерен

Рисунок 1 – Топография поверхности комбинированного покрытия в исходном состоянии

С целью определения стойкости защитного покрытия проводилась выдержка образцов в модели пластовой воды следующего состава: NaCl – 140г/л, CaCl – 42г/л, MgCl₂ – 8г/л, CaSO₄ – 0,5г/л (общая минерализация 190,5 г/л) в течение 8 суток.

После проведения эксперимента на определение стойкости защитного покрытия была изучена поверхность образцов с помощью стереоскопического микроскопа МБС-9. Результаты исследований показали, что продукты коррозии отсутствуют. Однако обнаружено, что модельная среда более четко выявила микроструктуру органического слоя (рисунок 2).



1 – поры

Рисунок 2 – Топография поверхности комбинированного покрытия после выдержки в модельной среде

Для дальнейшего изучения комбинированного защитного антикоррозионного покрытия необходимо воспользоваться импедансным методом измерения скорости коррозии. А также оценить адгезионные свойства покрытия после комплексных лабораторных испытаний, моделирующих эксплуатационное воздействие на резервуар.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кравцов В.В., Кузнецов М.В., Гареев А.Г., Худяков М.А., Ахияров Р.Ж., Захаров Л.А. Техника антикоррозионной защиты подземных трубопроводов /учебное пособие. Изд-во: Уфа, Монография – 2008, 382 С.
2. Ямщикова С.А., Насибуллина О.А. Выбор системы защитного покрытия для внутренней поверхности резервуара // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. - №5 (113). – С. 121-131.

УДК 620.194.3:669.14

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ТРУБНЫХ СТАЛЕЙ ПРИ ДЕЙСТВИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

О.А. Насибуллина, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день большинство добываемого и перерабатываемого газа в своем составе имеют коррозионно-активные компоненты, такие как H_2S , CO_2 и др. Наличие этих компонентов в газе влечет за собой резкое сокращение сроков эксплуатации газопромыслового и газоперерабатывающего оборудования, а также учащаются случаи аварийных отказов, что влечет за собой значительные материально-технические потери и наносит ущерб окружающей среде.

Цель работы заключалась в исследовании особенностей поведения трубных сталей в карбонатных электролитах при действии катодной защиты. Объектом исследования является образец стали 17Г1С, вырезанный из действующего газопровода, имеющий характерные дефекты в виде трещин (рисунок 1).

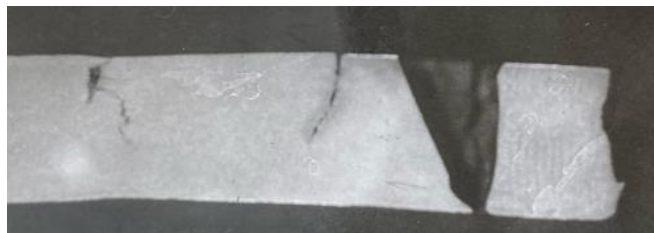


Рисунок 1 – Наружная поверхность исследуемого образца стали 17Г1С

Причиной разрушения исследуемого магистрального газопровода является коррозионное растрескивание со стороны внешней катодно-защищенной поверхности. Такой вид разрушения характеризуется образованием ветвящихся межкристаллитных трещин на внешней поверхности малоуглеродистой трубной стали [1,2]. Исследования проводились на трубной стали 17Г1С, в качестве модельной среды использовался карбонат-бикарбонатный раствор. Испытания проводились на образцах размером 250×5 мм.

В результате появления дефектов под отслоившейся изоляцией в виде трещин на внешней поверхности газопровода можно предположить, что в этих местах в нормальном режиме не функционирует катодная защита. В виду этого были проведены потенциостатические испытания. Обнаружено резкое возрастание тока коррозии. При потенциале минус 475 мВ (н.в.э.) и температуре 85 °С наблюдается максимум анодного тока. С ростом температуры максимум анодного тока на поляризационных кривых возрастает и сдвигается в область более отрицательных потенциалов.

Микроскопические исследования поверхности образцов показали, что после 10-ти часовой выдержки при потенциале, соответствующем максимуму тока коррозии, на поверхности образца образуется плотная черная пленка, под которой обнаружена интенсивная локальная коррозия в виде трещин. По местам локальных растворов зарождаются коррозионные трещины, ориентированные вдоль текстуры прокатки. Трещины преимущественно образуются по границам феррито-перлитных зерен.

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о возможности межкристаллитного растрескивания катодно-защищенных магистральных газопроводов при нарушении сплошности защитного покрытия или его отслаивания в карбонатных электролитах, если потенциал катодной защиты соответствует максимальному значению тока коррозии и находится у границы допустимой области потенциалов.

Для защиты трубопровода от коррозионного растрескивания необходимо использовать комплексную защиту, включающую в себя катодную защиту, использование защитного покрытия, и, возможно, ингибиторов коррозии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гареева О.А., Худяков М.А., Климов П.В., Хажиев А.Д. Моделирование коррозионного растрескивания магистральных газопроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. - №1 (79). – С. 87-92.
2. Гутман Э.М. Механохимия металлов и защита от коррозии. - М.: Металлургия, 1974.- С. 268

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НАПОРА НА ТРЕНИЕ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Ч.И. Нурмухамедов, УГНТУ, г. Уфа

Одним из важнейших вопросов при проектировании и эксплуатации магистральной системы трубопроводного транспорта является – гидравлический расчет, в частности, расчет потерь напора на трение в трубопроводе. Особенно важным этот вопрос становится при перекачке высоковязких и высокозастывающих (парафинистых) нефтей.

Сложное внутреннее строение различных сортов нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов обуславливает большую вариативность их реологического поведения. Использование механических моделей ньютоновской и неньютоновской жидкостей в реологии позволяет выразить связь между кинематическим и динамическим состояниями частиц. Эта связь выражается с помощью реологических свойств жидкости.

При высоких температурах парафинистая нефть подчиняется законам ньютоновской жидкости, но при понижении температуры в ней возникают вязкопластичные свойства неньютоновской жидкости.

Исследовательская часть работы заключается в сравнительном анализе существующих зависимостей, применяемых для гидравлического расчета движения неньютоновских жидкостей по неизотермическим трубопроводам.

При написании данной работы рассматривались реологические характеристики и свойства тяжелой нефти с полуострова Бузачи (Западный Казахстан), которая используется при перекачке на НПС «Узень», магистрального нефтепровода «Узень – Атырау – Самара», в частности, на сложном участке «Узень – Атырау», по которому осуществлялась перекачка высокозастывающих мангышлакских нефтей.

Произведен расчет потерь напора на трение при перекачке высоковязких нефтей по шести основным методикам. Для сравнения результатов произведен расчет абсолютной погрешности для каждой формулы относительно среднего значения гидравлического уклона при заданном значении расхода (таблица 1).

Таблица 1 – Результаты расчетов

	$\Delta i_4, \%$	$\Delta i_{10}, \%$	$\Delta i_{12}, \%$	$\Delta i_{13}, \%$	$\Delta i_{17}, \%$	$\Delta i_{19}, \%$
D = 350 мм	10,5	24,6	11,9	8,4	9,6	7,9
D = 530 мм	15,4	12,0	18,6	4,8	6,0	4,3
D = 720 мм	16,0	7,8	8,0	0,3	1,0	0,9
D = 820 мм	7,3	17,5	25,7	5,4	4,1	6,0
D = 1020 мм	9,2	12,8	29,4	8,8	7,4	9,4
D = 1220 мм	9,5	10,8	36,2	11,9	10,5	12,5

Рассмотрев основные методики гидравлического расчета, в частности, расчета потерь напора на трение в трубопроводе при перекачке высоковязких и высокозастиывающих (парафинистых) нефтей, можно сделать вывод, что из-за исключительной сложности турбулентного потока при течении неньютоновской жидкости все формулы для определения коэффициента λ , применяемые для практических расчетов, получены на основании экспериментов.

На основании расчетов можно увидеть различия полученных значений, рассчитанных по данным формулам, что связано с разницей экспериментов, по которым их выводили. Также можно заметить, что наибольшие отклонения от средних значений гидравлического уклона происходят с увеличением диаметра трубопровода. Это объясняется тем, что эксперименты при выводе данных формул выполнялись на трубопроводах меньшего диаметра.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Особенности транспорта аномальных нефтей. Введение в реологию [Текст] : учеб. пособие / Е. Л. Полубоярцев, С. В. Петров, Е. В. Исупова, Н. А. Чикова. – Ухта: УГТУ, 2014. – 70 с.
2. О неравновесных реологических свойствах высоковязких нефтей некоторых месторождений западного Казахстана [Электронный ресурс]. – URL: <https://pandia.ru/text/78/068/21097.php>.

УДК 621.644.07

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УСТОЙЧИВОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

А.А. Ольков, Д.А. Бороненков, РУДН, г. Москва

На трубопроводные участки, проложенные через водные препятствия, действует большое количество различных нагрузок, как внешних, так и внутренних. Эти воздействия негативным образом влияют на обеспечение устойчивого положения подводного трубопровода, так как они могут привести к разрушению или смещению балластирующих и закрепляющих устройств. В связи с этим целью настоящей работы является усовершенствование методов поддержания устойчивого положения трубопровода на участках переходов через водные преграды.

Главная задача при прокладке трубопровода через водные препятствия – это поддержание его устойчивого положения.

Трубопровод, проложенный в подводной траншее, находится под воздействием разнообразных нагрузок. Устойчивое состояние подводного перехода – это состояние, при котором он будет находиться в покое при самом отрицательном сочетании различных сил, которые будут стараться вывести его из устойчивого положения. Такими силами и воздействиями являются: горизонтальная и вертикальная составляющие гидродинамического воздействия потока, выталкивающая сила Архимеда, силы упругости трубопровода или силы трения при сдвиге трубы относительно горизонтальной оси траншеи [1].

Отклонение оси трубопровода от проектного положения в вертикальной плоскости может происходить только если изменился баланс сил. Таким обра-

зом, в общем случае все причины всплытия трубопровода можно разделить на две группы:

- изменение величины балластировки;
- изменение величины выталкивающей силы.

Выталкивающая сила, как известно, зависит от плотности жидкости и объема тела, что в нормальных условиях эксплуатации маловероятно. Изменение величины балластировки в меньшую сторону может произойти из-за разрушения части балластирующих устройств или их смещения от проектного положения, когда расстояние между пригрузами увеличивается. При этом общий вес трубопровода и его объем не меняется, но образуются пролеты, баланс сил на которых не уравновешен.

Учитывая вероятность разрушения трубопровода при смещении балластирующих устройств, в работе предлагается разработать устройство, которое будет препятствовать их перемещению в ходе строительства и при эксплуатации. Устройство представляет собой распорки, устанавливаемые в промежутке между балластирующими устройствами. Они представлены на рисунке 1.

Данное устройство имеет следующую конструкцию. Каждый интервал между утяжелителями оборудован двумя кольцами-хомутами и четырьмя распорками. Кольца-хомуты представляют собой стальные полукольца. На трубопроводе они крепятся также, как и сами утяжелители, при помощи болтового соединения двух полуколец. Кольца-хомуты служат креплением для распорок, воспринимающих усилие протаскивания в случае жесткого контакта утяжелителя с препятствием на поверхности траншеи. Что касается самих распорок, они представляют собой стальные полосы. Размеры полосы необходимо выбирать исходя из величины усилия протаскивания, при этом параметры поперечного сечения распорок должны удовлетворять условиям прочности и устойчивости. Параметры поперечного сечения окончательно выбираются согласно ГОСТу 103–2006 «Прокат сортовой стальной горячекатаный полосовой».

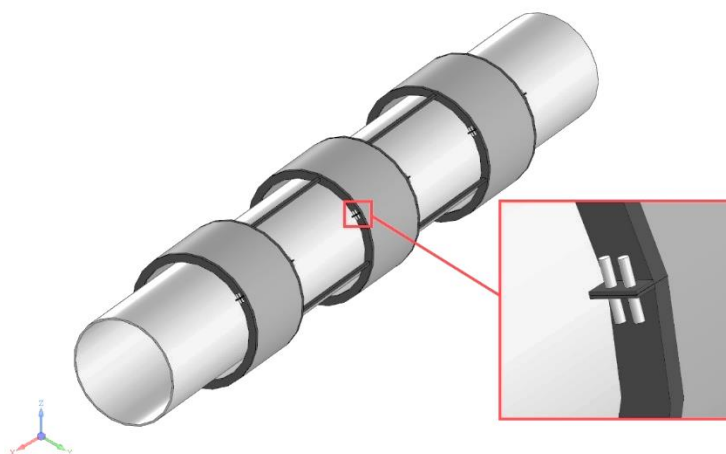


Рисунок 1 – Распорки в составе балластирующих устройств

Крепление полос к кольцам-хомутам осуществляется при помощи сварки. Также возможно сделать специальные углубления в хомутах, чтобы во время

сбора конструкции распорки просто вставлялись в кольца. Но тогда необходимо отливать специальный эскиз на заводе, что будет достаточно затратно.

Для распределения усилия предлагается использовать 4 стержня, расположенных вдоль трубопровода относительно сечения трубы на взаимно-перпендикулярных плоскостях.

Для расчета параметров поперечного сечения стержней, выполняющих роль распорок, необходимо произвести расчеты нагрузок при протаскивании трубопровода, а также проверить соблюдение условий прочности и устойчивости конструкции согласно источнику [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: Учебно-практическое пособие / Бахмат Г. В., Васильев Г. Г., Богатенков Ю. В., Гладенко А. А., Дудин С. М., Земенков Ю. Д., Зубарев В. Г., Кутузова Т. Т., Левитин Р. Е., Малюшин Н. А., Маркова Л. М., Перевощиков С. И., Подорожников С. Ю., Прохоров А. Д., Сорокина Т. В., Трясцин Р. А., Федорова Л. Я., Хойрыш Г. А., Шабаров А. Б. - Москва: Инфра-Инженерия, 2006. - 928 с. – Текст: непосредственный.
2. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учеб. Пособие / Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К., Нечваль А.М., Лаврентьев А.Е.: - Санкт - Петербург: Недра, 2006. - 824 с., ил. – Текст: непосредственный.

УДК 622.692

УЛЬТРАЗВУКОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ КАК СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ

Г.М. Орлова, Т.А. Иванова, В.А. Самойлов, СамГТУ, г. Самара

Трубопроводный транспорт высокозастывающей нефти обусловлен значительными трудностями. К основным проблемам относят ухудшение вязкостно-температурных характеристик нефти в процессе непосредственной перекачки, а также образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках трубопровода. Данные факторы необходимо учитывать в связи с тем, что они в значительной степени влияют на безопасность и эффективность перекачки [1]. Поэтому поиск решений по улучшению реологических свойств нефти при её транспортировке по магистральному нефтепроводу (МН) является одним из приоритетных направлений. Цель данной работы – оценка влияния ультразвукового воздействия на нефтяные системы. В ходе работы проведен сравнительный анализ существующих методов и способов улучшения вязкостно-температурных характеристик нефти, а также рассмотрен механизм воздействия ультразвука. На основе существующих экспериментальных данных построена зависимость, позволяющая определить эффективность ультразвуковой обработки.

В настоящее время наблюдается истощение разведанных запасов традиционной нефти. Активная разработка нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, отличающимися высоким содержанием асфальтосмолистых и парафиновых компонентов, вызывает потребность в поиске наиболее энергоэффективных способов их перекачки [2]. Существует несколько методов и способов улучшения реологических свойств нефти при её пере-

качке. Среди них выделяют: химические, тепловые, механические, физические. Ни один из рассмотренных методов транспортировки нельзя назвать универсальным. Практическая реализация той или иной технологии транспортировки имеет свои достоинства и недостатки. Обоснованность и целесообразность применения зависит от нескольких условий, основные из них: компонентный состав нефти, производительность перекачки, климатические условия прокладки нефтепровода и его протяженность.

С каждым годом все больший интерес уделяется физическим методам. Ультразвуковая обработка (УЗО) является современной и наиболее перспективной технологией [3]. К главным преимуществам воздействия ультразвука в сравнении другими способами интенсификации трубопроводного транспорта нефти относят:

- высокое значение коэффициента полезного действия;
- минимальное негативное влияние на окружающую среду;
- технологическая безопасность;
- относительно низкая степень энергозатрат;
- возможность осуществления проточной обработки при высоких значениях давлений и температур.

В данной работе проведен сравнительный анализ характеристик нефтяных дисперсных систем до и после акустического воздействия и выявлены типы нефти, для которых УЗО имеет положительное либо негативное воздействие. На основе анализа экспериментальных данных были выделены области, позволяющие определить характер воздействия ультразвука на нефтяные системы.

В результате исследования сформулированы следующие выводы:

1. Применение УЗО на практике, как способа снижения вязкости нефти, зависит от нескольких факторов. Основные из них: компонентный состав нефти и время её обработки.
2. Наибольшая результативность от ультразвукового воздействия наблюдается для высоковязкой нефти.
3. Чем больше содержание парафиновых углеводородов в нефти, тем ниже эффективность УЗО. Поэтому для нефти с высоким содержанием парафинов действие ультразвука в большинстве случаев приводит к увеличению вязкости.
4. Применение УЗО для высокопарафинистой нефти, как способа улучшения реологических свойств возможно, в том случае, если заранее уменьшить соотношение парафиновых и смолисто-асфальтеновых компонентов в нефти, путем смешения ее с малопарафинистой нефтью.

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. Волкова Г. И., Прозорова И. В., Ануфриев Р. В., Юдина Н. В., Муллакаев М. С., Абрамов В. О. Ультразвуковая обработка нефтей для улучшения вязкостно температурных характеристик // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. № 2. С. 3.
3. Муллакаев М. С., Волкова Г. И., Градов О. М. Изучение воздействия ультразвука на вязкостно-температурные свойства нефтей различного компонентного состава.

УДК 621.646

РАСЧЕТ ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА ТПА

К.А. Османов, Р.Г. Рыскулов, УГНТУ, г. Уфа

Поддержание высокого уровня безопасности и надежности линейной части магистральных газопроводов во многом связано с переходом от планово-предупредительного ремонта линейной трубопроводной арматуры (ТПА) к ее эксплуатации по техническому состоянию. Это требует пересмотра подхода к техническому диагностированию ТПА - к инструментальной функциональной диагностике, а также к прогнозированию технического состояния по диагностическим показателям качества и параметрам их обеспечения.

Для линейной трубопроводной арматуры к отказам по основной функции относится утечка газа в затворе сверх допустимых, нормативных пределов. К отказам по дополнительным функциям, таким как: герметичность разъемных соединений (сальника, прокладочных, беспрокладочных и др.), негерметичность неразъемных соединений (по корпусным деталям, сварным соединениям и др.), отказ по передаче движения затвору, отказ по указанию положения затвора. Эти показатели следует рассматривать как важнейший диагностический параметр.

В данной работе рассмотрена методика определения технического состояния ТПА ООО «Газпром трансгаз Махачкала» с учётом основных параметров (утечки газа) и дополнительных (неразрушающий контроль и т.д.) методов оперативной диагностики, а также анализ возможности прогнозирования вероятности отказов на основе вероятностно-статистического метода Байеса [1].

Метод Байеса благодаря своей простоте и эффективности занимает особое место среди методов технической диагностики, хотя имеет и недостатки, например: большой объем предварительной информации, «угнетение» редко встречающихся диагнозов и др. Однако в случаях, когда объем статистической информации позволяет применить метод Байеса, его целесообразно использовать как один из наиболее надежных и эффективных методов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Науменко А.П. Вероятностно-статистические методы принятия решений: теория, примеры, задачи: учебное пособие/ А.П. Науменко, И.С. Кудрявцева, А.И. Одинец; Минобрнауки России, ОмГТУ. – Омск: изд-во ОмГТУ, 2018. - 108 с.

**ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ
ТУРБОДЕТАНДЕРА НА ГРС***А.А. Палаев, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа*

Введение в эксплуатацию газораспределительных станций (ГРС) турбодетандеров – практическое решение проблемы получения избыточного перепада давления природного газа при его редуцировании. Несмотря на наличие значительного количества возможностей для внедрения, эффективность этого оборудования всегда вызывает вопросы. Это связано с большим количеством условий, необходимых для выгодного внедрения. Существует ряд рациональных способов применения турбодетандеров, большинство из которых связано с установкой дополнительного оборудования в обвязку ГРС, что приводит к увеличению стоимости внедрения. В результате возникают случаи, осложняющие оценку эффективности внедрения турбодетандеров.

В помощь для принятия наиболее выгодного решения предлагается разработанный вычислительный комплекс для подбора основных параметров турбодетандера на ГРС. Алгоритм реализован в виде программы для ЭВМ, работающей в среде Microsoft Excel. В процессе вычислений определяются физические свойства газа, подбирается наиболее выгодный диаметр рабочего колеса, проводится термодинамический расчет изобарного нагрева и последующего дроссельного и адиабатического расширения, определяются свойства теплообменников, а также КПД полученных систем. В алгоритме расчетов учтены массовый расход газа на ГРС, температура и давление газа перед и после ГРС.

В результате вычислительный комплекс позволяет подобрать наиболее выгодный для принятого конкретного случая способ обвязки и оборудование турбодетандера, рассчитывает его КПД, а также сроки окупаемости в сравнении с остальными способами обвязки турбодетандера.

**ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВА ДЛЯ ГОРЯЧИХ НЕФТЕПРОВОДОВ***П.В. Петренко, УГНТУ, г. Уфа*

В последние годы все более актуальной становится важная научно-техническая проблема обеспечения стабильной температуры нефти и газа при переработке, транспортировке и хранении в связи с вводом в эксплуатацию новых месторождений нефти и газа, а также реконструкцией более старых месторождений. Решение этой проблемы повышает точность поддержания необходимой температуры и снижает затраты на электроэнергию, что в конечном итоге повышает качество продукции и снижает ее себестоимость.

Особая актуальность затрагивает вопросы транспорта высоковязких нефтепродуктов в условиях, преобладающих низкий температур, включая вопросы выбора оптимальных режимов «горячей» перекачки, длительных остановок в холодное время и холодных пусков после завершения ремонтных работ

для выхода на проектный режим. В частности, необходимо решать такие задачи, как снижение интенсивности остывания в период простоя, а также уменьшение пусковых давлений при возобновлении перекачки.

Применение путевого электроподогрева (рисунок 1) является одним из более эффективных способов поддержания оптимального режима перекачки высоковязких нефтей.

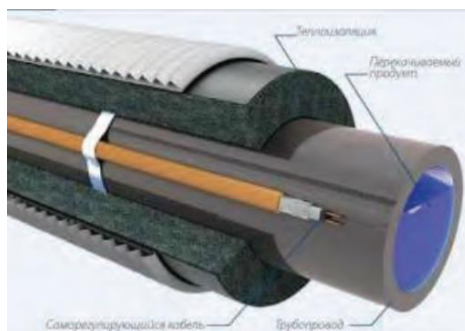


Рисунок 1 – Система электрообогрева на трубопроводе

При работе системы электрообогрева важно обеспечивать температурный режим, путем регулирования работы системы.

Можно использовать различные способы регулирования системы электрообогрева. Циклическое включение и выключение системы электрообогрева более удобно в использовании и не допускает большого перепада температур, что очень важно для материала трубопровода и материала теплоизоляции.

В ходе работы был исследован циклический режим работы системы электроподогрева. Режим работы системы электроподогрева представлен на рисунке 2.

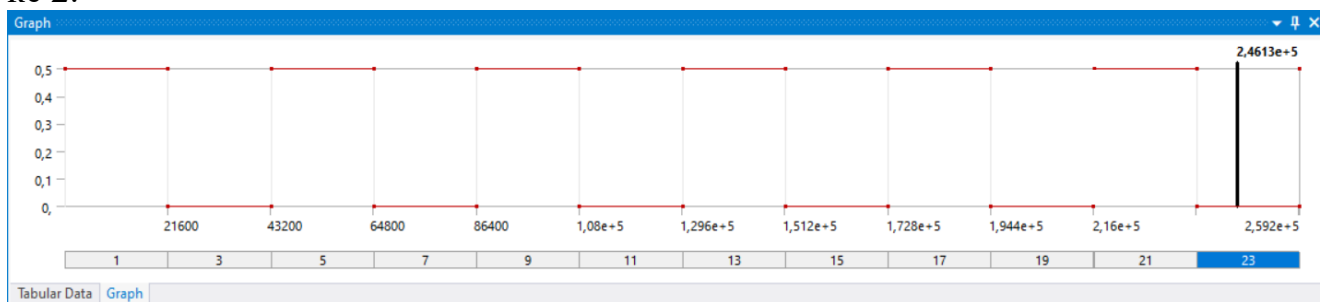


Рисунок 2 – Режим работы системы электроподогрева в ходе исследования

Изменение температуры нефтепродукта и системы электроподогрева показаны на рисунке 3.

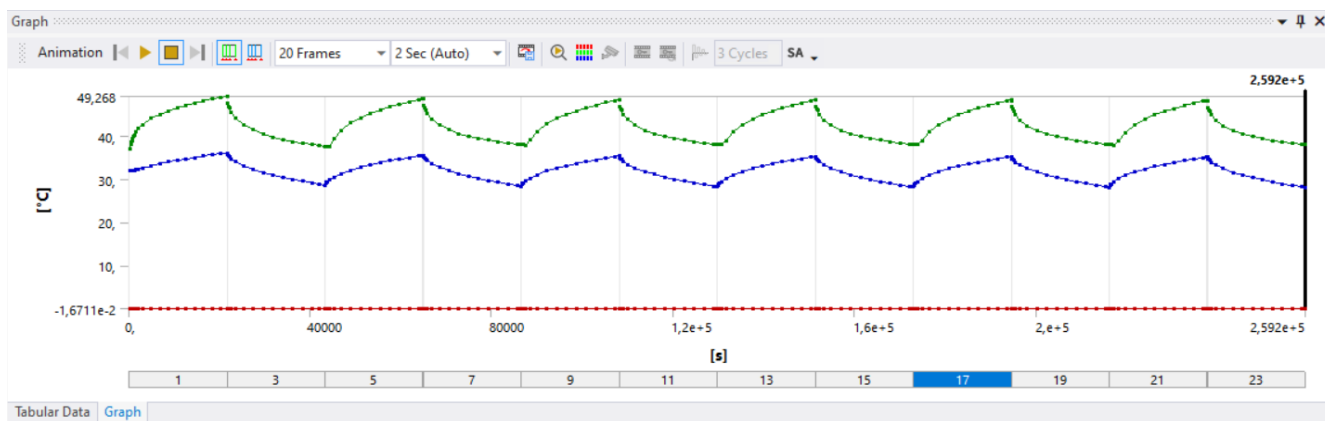


Рисунок 3 – График зависимости температуры нефтепродукта и системы электроподогрева от времени расчета

Распределение температурного поля трубопровода в результате исследования показаны на рисунке 4.

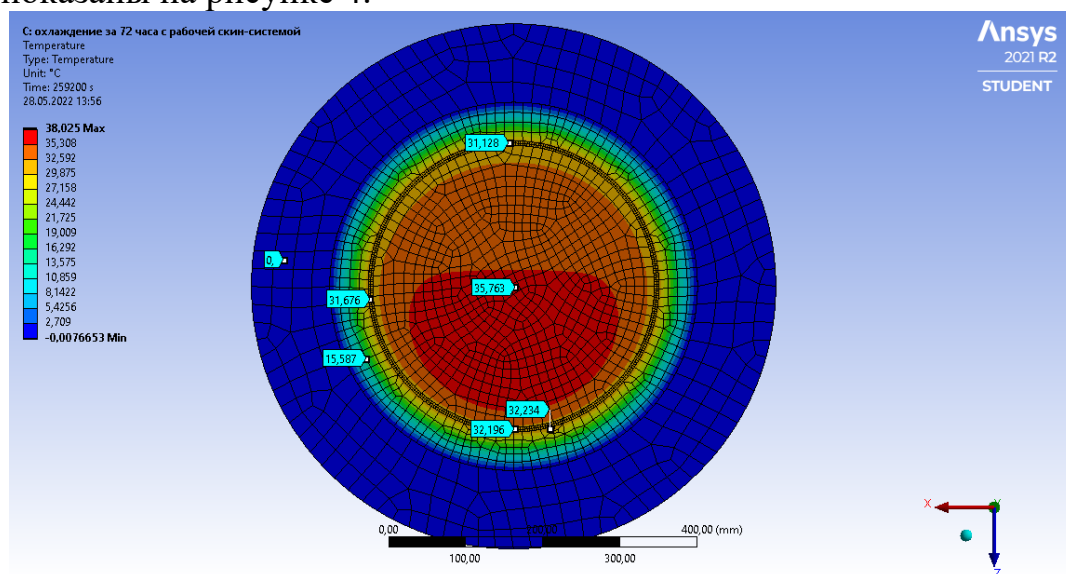


Рисунок 4 – Распределение температурного поля трубопровода

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

УДК 621.644.07

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МОРСКОГО УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА НА ШЕЛЬФЕ ГАЙАНЫ

А.Д. Петти (Гайана), М.М. Бердник (Россия), РУДН, г. Москва

По мере истощения традиционных запасов нефти шельфовые ресурсы играют все более важную роль в обеспечении текущего потребления. Большой интерес к шельфу иллюстрирует тот факт, что за последние 20 лет количество крупных морских открытий превысило количество подобных открытий на суше. По мнению учёных и ведущих экспертов, глубоководная добыча нефти

имеет громадный потенциал. Развитые страны сейчас нацелены на поиск новых источников в океане и морских глубинах. Одним из примеров таких месторождений можно считать месторождения на шельфе Гайаны.

Гайана присоединилась к странам, обладающим нефтяными запасами в 2016 году. Об этом сообщила ExxonMobil 1 июля 2016 г. Объявление последовало по результатам бурения скважины Лиза-2 (Liza-2) – 2-й разведочной скважины на блоке «Stabroek». С тех пор проектирование, а в дальнейшем и строительство морского трубопровода стали актуальной задачей для властей Гайаны. Условия добычи нефти на шельфе характеризуются следующими параметрами - глубина моря на точке бурения составляет 1,692 км, а сам блок «Stabroek» занимает площадь 26,8 км² и расположен на шельфе Гайаны, примерно в 193 км от берега [1].

В работе были подробно изучены методы строительства морских трубопроводов, совершен обоснованный выбор наиболее подходящих из них, с учетом большой глубины прокладки.

Кроме того, при проектировании следует учитывать, что существенная глубина моря в точке бурения способна вызывать критические нагрузки в металле трубы, обусловленные весом толщи воды, находящейся над ней. Такие нагрузки могут спровоцировать явление лавинного смятия трубопровода, что, конечно, же недопустимо с точки зрения безопасной эксплуатации рассматриваемого объекта, а также предотвращения возможной экологической катастрофы.

Для определения параметров трубопровода были приняты к рассмотрению нормативные документы четырех разных стран:

- ВН 39–1.9–005–98 «Нормы проектирования и строительства морского газопровода», Россия;
- национальный стандарт ABME B31.8 «Системы газотранспортных и распределительных трубопроводов» и рекомендации API 1111 «Проектирование, строительство, эксплуатация и техническое обслуживание морских углеводородных трубопроводов», составленные в дополнение к стандарту ABME B31.8, США;
- стандарт BS 8010 «Трубопроводы», часть III и IV, Великобритания;
- стандарт DNV-OS-F101 «Подводные трубопроводные системы», Норвегия.

В работе были определены параметры трубопровода в соответствии с каждым рассмотренным нормативным документом. Установлено, что для рассмотренного типоразмера трубы, с учетом припуска на коррозию в соответствии с норвежским стандартом для строительства морского трубопровода следует выбирать трубы Ду 530х15 мм.

При этом данные расчеты ориентируются только на обеспечение прочности материала труб от внутреннего давления, однако, когда речь идет о морских трубопроводах, прокладываемых на большой глубине, как уже отмечалось, следует учитывать еще и дополнительные нагрузки, вызванные давлением столба жидкости, располагающегося над трубопроводом.

Рассмотренные нормативные документы предлагают для расчета величины давления лавинного смятия использовать следующее выражение:

$$P_b = 24\sigma_t \left(\frac{\delta}{D_n} \right)^{2.4},$$

где σ_t – предел текучести стали, Па;

δ – толщина стенки, м

D_n – номинальный диаметр трубы, м.

Произведя расчет величины давления, при котором начинается процесс образования лавинного смятия, была получена диаграмма, позволившая определить требуемую толщину стенки для различных значений глубины прокладки (рисунок 1)



Рисунок 1 - Зависимость величины давления лавинного смятия от толщины стенки трубы.

Таким образом, в работе была обоснована требуемая величина толщины стенки при условии прокладки трубопровода на глубине, не превышающей глубины моря в точке бурения. Установлено, что для обеспечения местной устойчивости стенки трубы, ее толщина должна быть не менее 37мм.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ExxonMobil открыла крупное месторождение нефти на шельфе Гайаны - спорной территории с Венесуэлой // Neftgaz.ru: [сайт] – 2016. – URL: <https://neftgaz.ru/news/Geological-exploration/218926-exxonmobil-otkryla-kрупное-mestorozhdenie-nefti-na-shelfe-gayany-spornoy-territorii-s-venesueloy> (дата обращения: 20.10.2022).

УДК 624.139.62

ПРИМЕНЕНИЕ СРЕДСТВ АКТИВНОЙ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

А.Ю. Романов, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа

Экспериментальные исследования и сравнительные теплотехнические расчеты температурных полей грунта при его замораживании с помощью сезоннодействующих охлаждающих устройств (СОУ) различных типов (жидкостных однострунных СОУ типа ТС-1 диаметром 159 мм; ДТ типа ТМД-4 диаметром 38 мм; ДТ типа ТМД-5 с эквивалентным диаметром 54 мм) показали, что холодопроизводительность и радиусы замораживания грунта на конец

активного и конец пассивного периода первого года работы у двухфазных термосифонов во много раз больше (рисунок 1).

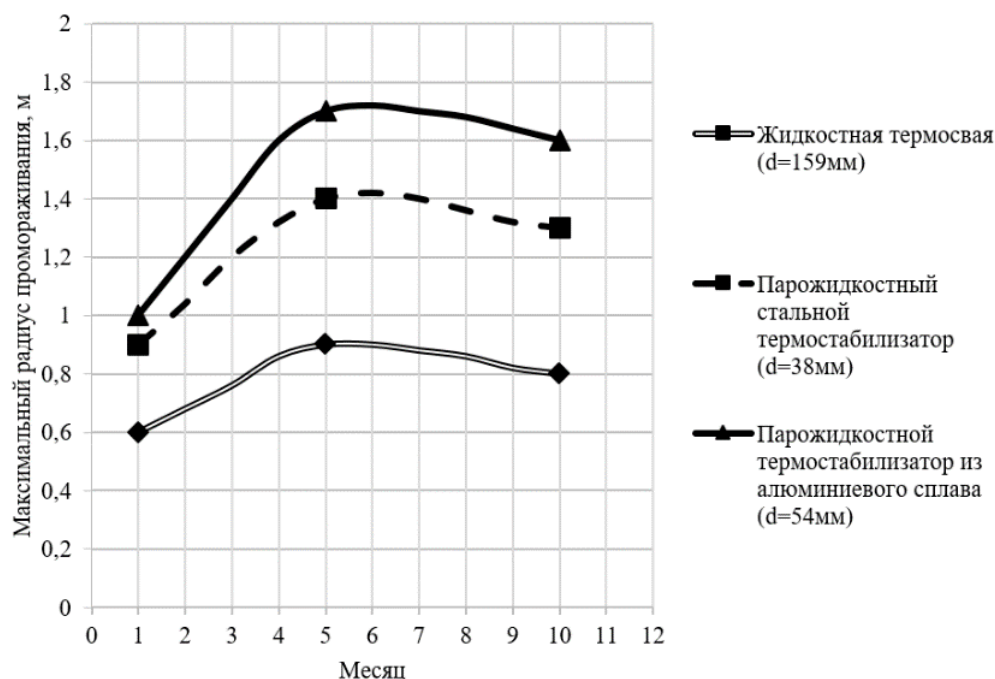


Рисунок 1 – График максимальных радиусов промораживания грунта в зависимости от времени при использовании СОУ различных типов

График максимальных радиусов промораживания грунта в зависимости от времени показал, что ДТ типа ТМД-5 эффективнее, чем ТСГ-1 и ДТ типа ТМД-4 на 46% и 16% соответственно.

Применение термостабилизации позволяет обеспечить устойчивость оснований и повысить эксплуатационную надежность объекта на весь период эксплуатации, что подтверждено практическими наблюдениями.

На сегодняшний день технология термостабилизации мерзлых грунтов оснований и фундаментов, как активный метод инженерной защиты широко необходима при проектировании, строительстве и эксплуатации на объектах нефтегазового комплекса с целью обеспечения устойчивости оснований и эксплуатационной надежности.

Для задач активной термостабилизации грунтовых и свайных оснований объектов, сооружаемых в районах распространения ММГ, рекомендуются к применению термостабилизаторы, изготавливаемые на основе ДТ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Баясан Р.М., Велиюлин И.И., Тимофеев А.Л., Житов А.Н. Проблема диагностики технического состояния объектов газотранспортных систем в криолитозоне // Материалы Третьей конференции геокриологов России. Т.4. Издательство МГУ, 2005 г., с. 266-270
- 2 Баясан Р.М., Голубин С.И., Лобанов А.Д., Баясан Т.В. Сравнительная оценка эффективности работы двухфазных термосифонов для термостабилизации грунтов в криолитозоне. Всероссийский научно-аналитический журнал «Инженерные изыскания». М.: ПНИИИС, № 8, 2012.

БАЛЛАСТНЫЕ ВОДЫ КАК ОДИН ИЗ ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АКВАТОРИИ МОРЕЙ И ОКЕАНОВ

Н.А. Рябчиков, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа

Морские грузоперевозки, то есть перевозки грузов, материалов, сырья и пассажиров, осуществляемые по водной поверхности морским и речным видами транспорта, являются наиболее популярным видом транспорта вследствие низкой себестоимости транспортировки и высокой провозной способности. К примеру, доля перевозок грузов водным видом транспорта в КНР составляет половину грузооборота страны. В России же вследствие низкой доли импорта потребительских товаров водный транспорт занимает небольшую долю в грузообороте – около двух процентов. Однако морская транспортировка различных товаров и сырья в общем мировом грузообороте занимает более 60%, что не может не сказываться на состоянии гидросферы [3]. Так, ежегодно в Мировой океан по различным причинам попадает от 0,5 до 11 млн тонн нефти и нефтепродуктов. Около 30 % от общей массы углеводородов, попадающей в воду, приходится на судоходство [1].



Рисунок 1 – Источники загрязнения Мирового океана жидкими углеводородами

Одним из примеров негативного влияния морского транспорта на окружающую среду, помимо нелегального сброса нефтяных отходов судами, аварийных ситуаций, влияния льяльных вод на гидросферу, являются балластные воды.

Балластные воды – объем воды, набираемый для увеличения осадки танкера после его разгрузки для восстановления мореходных качеств [2]. В настоящее время большинство танкеров набирают балластные воды в специальные балластные танки, объем которых составляет 30-35% от объема грузового танка. Однако танкеры «старого» типа, в которых танки, средний объем которых составляет около 13000 м³, служат одновременно и для набора балластных вод, и для перевозки жидких углеводородов, до сих пор осуществляют транспортную деятельность: танкер, перевозящий жидкие углеводороды, после их от-

грузки осуществляет забор морской воды из акватории для обеспечения необходимого дедвейта, тем самым смешивая чистую воду с остатками нефти или нефтепродуктов в танках. Затем при повторной загрузке балластная вода сливается обратно в море, загрязняя прибрежную акваторию.

На данный момент проблема загрязнения балластными водами акватории прибрежных территорий локально решается. Например, компанией ПАО «Транснефть», в распоряжении которой находятся нефтеналивные терминалы и порты, постоянно разрабатывается и совершенствуется комплекс технических и природоохранных мероприятий, направленных на минимизацию масштабов неблагоприятных экологических воздействий балластных вод на окружающую среду. Так, на территории портов находятся химико-аналитические лаборатории, осуществляющие контроль за состоянием акватории залива. Также для экологического мониторинга акватории могут использоваться полигоны марикультуры: основным индикатором загрязнения в данном случае служит состояние моллюска, выращенного в водах морского терминала.

Разрешение на сброс балласта выдаётся экологической службой порта только при полном соответствии показателей качества балластных вод установленному нормативу содержания нефтепродуктов - 0,05 мг/дм³. В случае обнаружения превышения ПДК нефтепродуктов балластные танки опломбируются и сброс балласта из них запрещается: балластная вода возвращается с судами в исходные пункты дебалластировки [4]. В России исходными пунктами дебалластировки является открытый океан. Акватория прибрежных территорий остается незагрязненной, но общая загрязненность окружающей среды не уменьшается. Поэтому данный метод контроля состояния окружающей среды является эффективным только в рамках акватории порта.

Одним из предложений решения данной проблемы можно предложить сбор балластных вод с танкера и их очистку на очистных сооружениях. Отфильтрованные углеводороды можно использовать в качестве вторсырья. Таким решением будет уменьшено общее загрязнение мирового океана, что может препятствовать исчезновению разных представителей флоры, фауны, предотвратить повышение температурного режима морской воды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нефтяное загрязнение водной среды: особенности, влияние на различные объекты гидросферы, основные методы очистки: Обзор/Коршунова Т.Ю., Логинов О.Н. - Экобиотех, 2019, Том 2, № 2, С. 157-174;
2. БАЛЛАСТНЫЕ ВОДЫ - Что это такое? Словарь морских терминов [Электронный ресурс]. ГлавПалуба – Новости судостроения и корабельной жизни. URL: <https://glavpaluba.ru/dictionary/term/ballastnye-vody> (дата обращения: 04.10.2022);
3. Транспортировка грузов морским транспортом. Особенности поставки [Электронный ресурс]. Студопедия – ваша школопедия. URL: https://studopedia.ru/19_323847_transportirovka-gruzov-morskim-transportom-osobennosti-postavki.html (дата обращения: 04.10.2022);
4. Экология. ООО «Транснефть – Порт Приморск» [Электронный ресурс]. Официальный сайт ООО «Транснефть – Порт Приморск». URL: <https://primorsk.transneft.ru/ystoichivoe-razvitie/ecology/> (дата обращения: 04.10.2022).

УСТАНОВКА РЕКУПЕРАЦИИ ПАРОВ КАК СПОСОБ СОХРАНЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА МОРСКОМ НЕФТЕНАЛИВНОМ ТЕРМИНАЛЕ

Д.З. Сабахов, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа

Нефтегазовая промышленность является одной из наиболее развитых отраслей промышленности в России, поэтому необходимо четко следить за тем, чтобы процессы, происходящие в ней, были максимально безвредны. Одним из видов ущерба, наносимым нефтегазовой отраслью, является потеря нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении. Вредное воздействие такого фактора состоит не только в сокращении топливных ресурсов, создании экономических потерь и образовании пожароопасной обстановки на промышленном предприятии, но и в негативном воздействии на состояние окружающей среды. Исследования показывают, что потери от испарения нефти и нефтепродуктов составляют до 75 % всех потерь при хранении и сливо-наливных операциях (остальные приходятся на утечки, смешение продуктов, аварии) [1]. Стремясь соблюдать требования нормативных документов по защите окружающей среды, большое количество предприятий создает на своих площадках установки рекуперации паров нефти и нефтепродуктов. Данное действие приводит к уменьшению выбросов опасных веществ в атмосферу.

Так, в морских нефтеналивных портах могут использоваться установки рекуперации паров, работающие на технологии углеродно-вакуумной адсорбции. Такие установки улавливают пары углеводородов, которые образуются при погрузке нефти на танкеры, и возвращают их обратно в технологический трубопровод, позволяя контролировать количество выбросов в воздух. Установка рекуперации паров используется компанией ООО «Транснефть – Порт Козьмино», осуществляющей перевалку нефти, поступающей по трубопроводной системе «Восточная Сибирь – Тихий океан», в крупнотоннажный морской транспорт.

Данная установка систематически проводит сбор паров, осуществляет это следующим образом: смесь углеводородов и воздуха, присутствующая внутри наливаемой цистерны, вытесняется жидкостью и частично всасывается воздуходувкой УРП [2]. Далее в установке происходит цикл адсорбции, который не может идти непрерывно. Чтобы процесс рекуперации протекал непрерывно необходимо сооружать два параллельных адсорбера. Таким образом, когда один из адсорберов работает для адсорбции углеводородов из смеси воздуха и паров нефти, второй адсорбер способен находиться в процессе регенерации. Смесь воздуха с углеводородами в адсорбере проходит через активированный уголь, адсорбируясь на его внутренней поверхности. После чего очищенный воздух выходит из адсорбера через клапан и выводную трубу вентиляции. Затем в установке происходит процесс десорбции. При этом адсорбер, ранее функционирующий для адсорбции, переводят в процесс регенерации, а второй адсорбер из этой пары начинает адсорбировать углеводороды вместо него. Таким образом, обеспечивается непрерывность процесса. Десорбция происходит

благодаря вакуумным насосам: снижающееся давление вынуждает углеводороды покидать поверхность активированного угля. Полученные углеводороды далее оmyваются потоком нефти и попадают обратно в технологический трубопровод.

Установка рекуперации паров является важной составляющей нефтеналивного терминала. Об этом свидетельствует проведение модернизации установки в ООО «Транснефть – Порт Козьмино». Цель технического перевооружения, которое проводилось совместно с ООО «НИИ Транснефть», – улучшение эксплуатационных показателей УРП, а именно повышение уровня ее автоматизации и контроля параметров газовой среды по всей технологической цепочке, от танкера до установки [3]. Также в настоящее время рассматривается вопрос о создании установки рекуперации паров еще в одном нефтеналивном терминале нашей страны, а именно в компании ООО «Транснефть – Порт Приморск».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алтунин, И.В. Установки рекуперации паров нефтепродуктов: сравнение технологии углеродно-вакуумной адсорбции и комбинированной технологии / И.В. Алтунин // Территория Нефтегаз. – №7-8. 2020. – С. 100-106.
2. Принцип работы установки рекуперации паров на предприятии ООО «Транснефть – Порт Козьмино» [Электронный ресурс] // XV Международная студенческая научная конференция «Студенческий научный форум – 2023». – URL: <https://scienceforum.ru/2020/article/2018018016> (дата обращения 26.10.2022).
3. Нефтепорт Козьмино завершил техническое перевооружение установки рекуперации паров нефти [Электронный ресурс] // Официальный сайт ООО «Транснефть – Порт Козьмино». – URL: <https://kozmino.transneft.ru/press/news/?id=109101> (дата обращения 27.10.2022).

УДК 629.331

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН ПРИ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Н. О. Сапоженков

В условиях рыночной экономики нефтегазодобывающие предприятия заинтересованы в эффективном использовании материальных, трудовых и финансовых ресурсов. Поэтому необходимость снижения транспортных затрат при ремонте магистральных газопроводов (МГ) – актуальная проблема. Таким образом, целью исследования является повышение эффективности эксплуатации автотранспортных средств (АТС) при сооружении и ремонте МГ на основе оптимизации состава парка и снижения транспортных затрат.

Предметом исследования является технологический процесс доставки труб специализированными АТС при сооружении и ремонте МГ. В ходе исследования решались следующие задачи:

1. Анализ технологий перевозок при строительстве и капитальном ремонте МГ.
2. Определение численных значений показателей эффективности автомобильных кранов.
3. Разработка математической модели влияния грузоподъемности автомобильных кранов на стоимость разгрузочных работ.

По результатам решения поставленных задач выявлены показатели эксплуатационных свойств, формирующие и ограничивающие режимы движения АТС, определены параметры модели влияния грузоподъёмности автокрана на затраты по погрузочно-разгрузочным работам и предложены методы оценки затрат на строительно-монтажные работы в зависимости от типа АТС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сапоженков, Н. О. Влияние уровня заряженности аккумуляторной батареи на пуск двигателя легковых автомобилей в зимний период [Текст] / Н.О. Сапоженков // Материалы Международной научно-технической конф.: Новые технологии – нефтегазовому региону. – 2016. – С. 253–256.
2. Сапоженков, Н. О. Методы оценки фактической ёмкости автомобильных аккумуляторных батарей при отрицательных температурах [Текст] / Н. О. Сапоженков // Материалы Международной научно-технической конф.: Новые технологии – нефтегазовому региону. – 2016. – С. 256–260.
3. Сапоженков, Н. О. Влияние сезонных условий на работу автомобильных аккумуляторных батарей / Н. О. Сапоженков, Н. С. Захаров // В сборнике: ПФСТ. – 2013. С. 307-309.
4. Захаров, Н.С. Определение оптимальной периодичности заряда автомобильных аккумуляторных батарей в зимний период [Текст] / Н. С. Захаров, Н. О. Сапоженков // Материалы Международной научно-технической конференции: ТТС. – 2016. – С. 134–139.
5. Захаров, Н.С. Методика сравнительной оценки потребительских свойств автомобилей / Н.С. Захаров, О.А. Новоселов, В.А. Ракитин // Научно-технический вестник Поволжья. – 2014. – № 6. – С. 158-160.

УДК 622.692

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИМПОРТНЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ВО ВРЕМЯ ПЛАНОВЫХ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ЛИМИТИРУЮЩЕМ УЧАСТКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

С.К. Сахаров, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа

На данный момент крайне редки случаи применения противотурбулентных присадок (ПТП) на лимитирующем участке магистрального нефтепровода (НП) во время плановых ремонтных работ (ПРР).

В источнике [1] представлено обоснование экономической эффективности применения ПТП во время ПРР на действующих НП компании ПАО «Транснефть», а также предложена мобильная установка для ввода ПТП.

Задачей исследования является подтверждение экономической эффективности применения ПТП при проведении ПРР на лимитирующем участке параллельных НП, а также сравнение эффективности по затратам на приобретение ПТП импортного и отечественного изготовления.

В качестве примера рассмотрим параллельные нитки НП «Усть-Балык – Курган – Уфа – Альметьевск» (УБКУА) и «Нижневартовск – Курган – Куйбышев» (НKK) на участке между ЛПДС Черкассy и ЛПДС Нурлино, расстояние между которыми составляет 55,1 км.

На месте перекрытого ремонтного участка на одном из параллельных трубопроводов будет образовываться лимитирующий участок (рисунок 1).

Производительность перекачки уменьшится, следовательно, будут сокращаться объемы поставки нефти и уменьшится прибыль от перекачки.

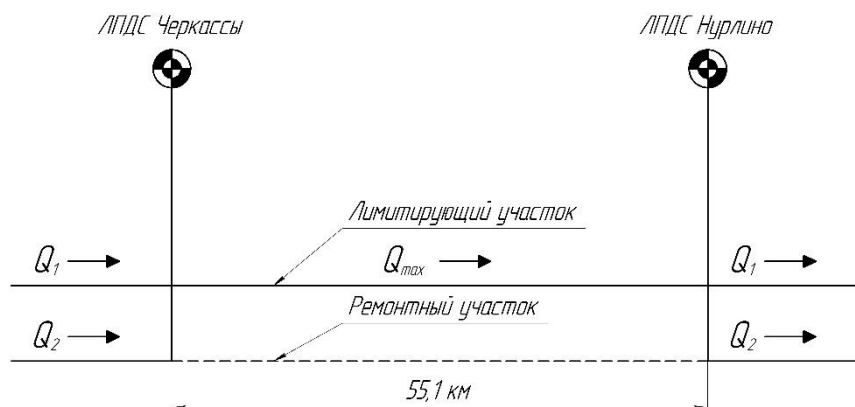


Рисунок 1 – Схема участка

Чтобы увеличить объем перекачки на лимитирующем участке путем снижения гидравлического сопротивления, необходимо за некоторое время до проведения ПРР ввести ПТП в трубопровод. Примем скорость движения ПТП в потоке нефти равной 5 км/ч, тогда время ввода ПТП в НП до проведения ПРР составит 11 ч.

В качестве используемых ПТП рассмотрим две марки: РТ FLYDE-Н и Liquid Power TMW. Кинематическая вязкость транспортируемой нефти при + 15 °С составляет 20 сСт, плотность – 875 кг/м³. Зависимость эффективности (для данной нефти) от концентрации для двух марок ПТП представлены в таблице 1 и 2.

Таблица 1 – Зависимость эффективности РТ FLYDE-Н от концентрации

Дозировка, г/т	0	0,67	1,33	2,67	5	9,33	23,95	40
Эффективность, %	0	5	10	15	20	25	30	32

Таблица 2 – Зависимость эффективности Liquid Power TMW от концентрации

Дозировка, г/т	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Эффективность, %	0	31	39	43	46	47	48	49	50	50,5	50,9

Стоимость 1 т РТ FLYDE-Н составляет 550 тыс. руб., а Liquid Power TMW – 940 тыс. руб. При концентрации присадки 40 г/т эффективность отечественной составляет 32 %, а импортной – 46 %. Рассчитаем стоимость приобретения каждой присадки при выбранной концентрации.

Проектный годовой грузооборот НП УБКУА и НКК одинаковый и составляет 75 млн. т/год. Для параллельных НП коэффициент неравномерности перекачки составляет 1,05. Тогда часовая производительность трубопровода составит 10714 м³/ч. На ПРР обычно отводится 3 дня. За время заполнения участка НП обработанной присадкой и временем проведения ПРР примерно будет перекачено 0,778 млн. т нефти. При выбранной концентрации нам потребуется 31 т присадки. Тогда суммарная стоимость приобретения для двух марок ПТП составит:

- для РТ FLYDE-Н: 17,12 млн. руб.;
- для Liquid Power TMW: 29,26 млн. руб.

ПТП марки Liquid Power TMW при выбранной концентрации эффективнее, чем РТ FLYDE-H на 14 %, но стоит, в свою очередь, в 1,71 раза дороже. Если учесть явление деградации присадки по длине НП [2], то более целесообразно увеличить концентрацию отечественной присадки до оптимального значения.

Так как график эффективности ПТП представляет собой некоторую кривую, то для ее описания подойдет функция натурального логарифма. Для РТ FLYDE-H эта функция имеет вид: $y = 6,771 \cdot \ln(x) + 8,3673$ (y – эффективность, %, x – дозировка, г/т).

Проанализировав эту функцию, примем оптимальное значение концентрации ПТП равной 60 г/т (так как рост эффективности при данной концентрации будет минимальным, а сама эффективность составит 36 %). Тогда потребуется приобрести 40,5 т присадки и ее стоимость составит 22,28 млн. руб., что меньше, чем затраты на приобретение импортной присадки с концентрацией 40 г/т.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов / М.М. Гареев, Ю.В. Лисин, В.Н. Манжай, А.М. Шаммазов. – СПб.: Недра, 2013. – 228 с.
- 2 Нанотехнологии для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов / Р.Н. Бахтизин, М.М. Гареев, Ю.В. Лисин и др. – СПб.: Недра, 2018. – 352 с.

УДК 53.082

ИСТОРИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПЕРВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ИЗУЧЕНИЮ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА НЕФТИ

С.А. Севницкий¹, А.Р. Валеев²,

¹ ФБУ Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в РБ, г. Уфа, ² УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время нефть является основной для современной экономики, и различные ее свойства сейчас хорошо изучены. Но был период времени, когда нефть только начала использоваться, и о ней почти ничего не знали.

В 1833 г. Бенджамин Силлиман-старший, профессор Йельского колледжа, писал о посещении нефтяного месторождения в Нью-Йорке. В своем докладе он описал проведение, что можно считать несколько поверхностным исследованием свойств нефти. “Я часто перегонял нефть в стеклянной реторте, и нафта, скапливающаяся в приемнике, имеет светло-соломенный цвет, гораздо легче, пахучее и горючее нефти; при первой перегонке в приемнике обычно остается немного воды, в самом низу нафты; из нее легко декантировать, и вторая перегонка прекрасно годится для сохранения калия и натрия - цели, ради которой я ее перегонял. ...Нефть, оставшаяся после перегонки, густа, как смола; если дистилляцию затянуть, то остаток будет лишь вяло течь в реторте, а в холодную погоду он превращается в мягкое твердое вещество, сильно напоминающее мальту или природный асфальт”.

Несмотря на то, что младший профессор Силлиман признавал, что сырая нефть представляет собой “смесь различных соединений”, ни он, ни другие в

последующие годы не сделали особых усилий для разделения и описания отдельных соединений. Однако начиная с середины 1860-х годов, Сайрус Мурс Уоррен сделал ряд значительных вкладов, связанных с выделением и определением характеристик соединений из нефти и каменноугольной смолы.

В центре внимания его исследований было получение чистых веществ из сложных смесей. В одной из своих ранних работ по дробной дистилляции он описывает использование змеевика (конденсатора) для контроля температуры дистиллята. Его инновация заключалась в использовании “масляной бани и отдельного огня для регулирования нагретого конденсатора... приспособливая его одновременно к высоким и низким температурам и для самой тонкой работы. Это позволило Уоррену перегнать верхние пары и добиться лучшего разделения компонентов. Используя свой “процесс фракционированной конденсации”, Уоррен провел и сообщил о нескольких “исследованиях летучих углеводородов”. В этих исследованиях он выделил и охарактеризовал ряд чистых соединений, включая бензол, толуол и ксилол. Для каждого из них он определил процентное содержание углерода и водорода, температуру кипения, плотность и предложил формулу.

В другом материале из цикла “Исследования”, представленном Академии в 1868 году, Уоррен сообщил о летучих углеводородах, выделенных из пенсильванской нефти. Также используя фракционированную конденсацию он разделил “легкую и тяжелую нефть” на ряд составляющих их соединений, определил их температуру кипения и удельный вес, а также предложил формулу для каждого из них.

Стивен Фарнум Пекхам был американским химиком, посвятившим большую часть своей карьеры изучению битума. Важно отметить, что он рассматривал термин “битум” “как собирательное название, под которым в науке известны все разновидности асфальта, мальты или минеральной смолы, нефти или минерального масла, нефти, бреа (исп.) и т.д.”. Пекхам начал экспериментировать с битумами, еще будучи студентом Брауновского университета в 1859 году. В 1867 году его исследования были направлены на определение выхода осветительных и смазочных масел, которые можно получить из исследованных им образцов.

Чарльз Фредерик Мейбери с 1883 по 1911 год занимал должность профессора химии в Школе прикладных наук в Кливленде, штат Огайо. В период с 1891 по 1906 год он и его коллеги опубликовали более 60 работ по разделению и выявлению соединений, присутствующих в нефти, и определению ее состава. Среди них был цикл под названием “О составе нефти”, опубликованный в “Американском химическом журнале”. Самая ранняя из этого цикла работ относится к исследованию, проведенному Мейбери в 1885 году, когда он изучал образец сырой нефти, предоставленный ему с нефтяного месторождения в Лиме, штат Огайо. В этой работе Мейбери сообщил о “выделении и определении” ряда сульфидов, которые он выделил из нефти. Это одно из самых ранних опубликованных исследований соединений серы, присутствующих в сырой нефти. Как отметил Мейбери, в более ранних статьях было “мало упоминаний

присутствия серы...” в нефти. Следующие его статьи продолжили обсуждение соединений серы в нефти Огайо.

К числу наиболее важных вкладов Мейбери в нефтяной анализ относятся усовершенствования в технологии дистилляции. В большинстве случаев перегонка нефти в конце XIX века проводилась при атмосферном давлении и с минимальным контролем температуры. В одной из своих ранних работ о составе нефти Мейбери отмечал: “Перегонка нефти с паром при атмосферном давлении приводила к такому значительному распаду, что мы были вынуждены проводить все фракционные разделения при пониженном давлении”. Используемое оборудование “не содержит никаких особенностей, которые до сих пор не были описаны...” Однако благодаря именно его модификациям применявшихся методов и последующему добавлению механизма для вакуумной дистилляции Мейбери смог получить более высококипящие фракции без крекинга.

УДК 621.643.644

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ РОБОТИЗИРОВАННЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

Ю.А. Седелев, ООО «ЭНТЭ»

Газотранспортная система (ГТС) ПАО «Газпром» является одной из крупнейших в мире и имеет в своём составе как протяженные объекты магистрального транспорта, так и трубопроводы сложной пространственной конфигурации.

Для оценки технического состояния трубопроводов компрессорных станций и локальных участков линейной части, успешно внедрена технология внутритрубно́го контроля с применением российских инновационных автоматизированных диагностических комплексов (АДК). Получаемая информация о техническом состоянии трубопроводов носит объективный характер, отражает реальное состояние объекта и служит источником для составления краткосрочных и долгосрочных планов своевременного технического обслуживания и ремонта объектов ГТС.

АДК успешно применяются на всех этапах «жизненного цикла» трубопровода: во время строительства (предпусковой контроль), эксплуатации (диагностическое обследование объектов по системе «замкнутого цикла»), капитального ремонта и реконструкции (контроль качества сварочно-монтажных работ).

За период внедрения с 2016 по 2020 гг. разработана технология проведения внутритрубно́го неразрушающего контроля, проведены широкие опытно-промышленные испытания и модернизация 16 модификаций АДК, обследовано более 1000 объектов ГТС, достигнут интегральный экономический эффект более 26 млрд. руб. Технология удостоилась премии в области науки и техники 2021 года ПАО «Газпром».

Кроме того, полученные в результате внедрения промышленные образцы и технологии, широко востребованы на МГ «Турецкий Поток», МГ «Северный поток», МГ «Сила Сибири» и в зарубежных компаниях.

Перспективный план развития АДК в 2022–2025 гг., предполагает создание технологии оценки технического состояния трубопроводов, не приспособленных, в настоящее время, к проведению внутритрубной диагностики, включающей разработку внутритрубного роботизированного диагностического комплекса нового поколения (ВРДК). Для реализации проекта было заключено 3-х стороннее соглашение между: ООО «ЭНТЭ», ПАО «Газпром», Правительством Пермского края.

Широкое применение АДК и ВРДК позволит создать Цифровую Модель ГТС для поддержки принятия управленческих решений на основе многофакторного анализа, осуществляемого Автоматизированной системой обработки неоднородной информации, разработанной на современном российском программном обеспечении.

УДК 622.691.24

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИНЦИПОВ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

М.А. Стукалова, ООО «Газпром ПХГ», г. Калининград,

*Ю.В. Колотилев, ООО «Промышленно-коммерческая фирма «Вертикаль»,
г. Москва, И.В. Гладков, А.Ю. Захарина, РГУНГ им. И.М. Губкина, г. Москва*

Подземные хранилища природного газа в пористых и проницаемых породах. Система подземных хранилищ газа на территории Российской Федерации, начала создаваться достаточно давно. Новый импульс развитию подземного хранения газа был дан разработанной для условий страны концепцией создания базовых хранилищ как в истощенных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях, так и в водоносных пластах. Эти хранилища имеют высокие технико-экономические показатели и позволяют создать долгосрочный и оперативный резерв газа.

Выбор глубины залегания пласта для строительства подземного хранилища газа, если в геологическом разрезе имеется несколько пластов, определяется на основе сравнительного анализа их технико-экономических показателей.

Наиболее благоприятный интервал глубин залегания пласта с учетом существующих параметров ЕСГ страны составляет от 600 до 1100 м.

Максимально допустимое давление в подземном хранилище в целом зависит от глубины залегания, структурных и тектонических особенностей пласта и размеров площади газоносности, прочности, плотности и пластичности его кровли.

Вечномерзлые породы весьма разнообразны по гранулометрическому составу, криогенной текстуре, сложению и т.д. Прочностные и деформационные свойства таких пород зависят от температуры, содержания незамерзшей воды, засоленности, льдистости. Все это обуславливает большой разброс значений показателей прочностных и деформационных свойств пород.

Определяющим показателем пригодности мерзлой породы для строительства в ней устойчивых резервуаров является предел длительной прочности на одноосное сжатие [1, 2]. Площадка является пригодной, если в толще мерзлых пород может быть выделена рабочая толща мощностью, определяемая в зависимости от глубины заложения почвы пласта с учетом усредненной плотности вышележащих пород.

Математическая модель, прогнозирующая поведение мерзлой породы и описывающая ее деформативно-прочностные свойства, учитывает нелинейную связь напряжений и деформаций, разрыхление при действии напряжений сдвига, упрочняющее влияние объемного напряженного состояния на протекание процесса ползучести при действии постоянных напряжений [3].

Уравнение состояния мерзлых пород по аналогии с каменной солью записывается с учетом параметров, которые определяются путем обработки результатов испытаний образцов мерзлых пород, отобранных с площадки строительства, при сжатии в условиях ползучести.

На основании исследований с учетом опыта эксплуатации подземных хранилищ нефтепродуктов были разработаны и приняты следующие критерии устойчивости резервуаров в вечномерзлых породах:

1) деформации породного массива в окрестности резервуара не должны превышать величин, соответствующих максимальному значению интенсивности деформации сдвига, за исключением локальных областей запредельного деформирования (ОЗД) в окрестности угловых точек сечения, размеры которых по нормали к контуру выработки ограничены;

2) допустимые перемещения кровли резервуара за весь период эксплуатации не должны превышать установленной нормативными документами величины;

3) растягивающие напряжения в приконтурной зоне резервуара не должны превышать предел длительной прочности породы при растяжении, принимаемый равным 0,3 МПа.

Сопоставление результатов расчетов с натурными наблюдениями за деформированием и устойчивостью выработок различного назначения, сооружаемых в вечномерзлых породах, показало, что методика достаточно точно прогнозирует фактическое состояние эксплуатируемых выработок подземных хранилищ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Казарян В.А. Подземное хранение газов и жидкостей. Проектирование. Строительство / В.А. Казарян. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, т. 1, 2019. – 844 с.
2. Казарян В.А. Подземное хранение газов и жидкостей. Эксплуатация. Ремонт. Консервация. Ликвидация. Применение хранилищ газов и жидкостей в различных отраслях экономики / В.А. Казарян. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, т. 2, 2019. – 660с.
3. Катунин М.В. Газодинамический мониторинг добывающих скважин Инчукалнского ПХГ с использованием датчиков-сигнализаторов ДСП-АКЭ-2М / М.В. Катунин, А.С. Гарайшин, Д.М. Леднев, С.И. Назаров, И. Карвонен, Э. Биргерс// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 12. – С. 35–41.

АГЕНТЫ СНИЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДАХ

А.В. Токаренко, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа

К агентам снижения гидравлического сопротивления нефтепроводов в зависимости от состава и свойств перекачиваемой среды сегодня относят как полимерные добавки, так и поверхностно-активные вещества, снижающие интенсивность турбулентных пульсаций в маловязком потоке ньютоновской жидкости или же эффективную вязкость сложного неньютоновского флюида.

Присадки в трубопроводном транспорте делятся на противотурбулентные и депрессорные, при этом, в зависимости от соотношения нефтяной и водной фаз, имеют соответствующий состав активных компонентов и основу. Кроме того, эффект снижения гидравлического сопротивления достигается за счет различных механизмов: в первом случае – за счет снижения «турбулентной» вязкости, имеющей место в развитых стационарных режимах перекачки, во втором – за счет снижения ламинарной вязкости, определяющей статическое напряжение сдвига в пусковых нестационарных и неньютоновских режимах течения. В то же время подобные гидравлические эффекты могут достигаться и за счет поверхностно-активных веществ (ПАВ), создающих на поверхности стенок труб тончайшие пленочные покрытия, сглаживающие турбулентные пульсации и препятствующие осаждению на них асфальтосмолопарафиновых отложений. Последний эффект также достигается и применением наружных покрытий – теплоизоляции, которая не только препятствует остыванию, но и существенно снижает температурный градиент в пристенной области труб, значение которого наравне с их шероховатостью влияет на интенсивность парафинизации.

Таким образом особенно актуальным является исследование вопросов совместного применения полимерных присадок, ПАВ и покрытий для достижения синергетического эффекта, выражающегося как в снижении энергопотребления системы и примесей химических реагентов в нефти, так и выбросов в окружающую среду в рамках задач декарбонизации отрасли.

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕКАЧКА НЕФТЕЙ С РАЗЛИЧАЮЩЕЙСЯ ВЯЗКОСТЬЮ И ИХ СМЕСЕЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ УЧАСТКУ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

А.В. Токаренко, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа

Рассматривается общая задача оптимизации перекачки двух нефтей с различающейся вязкостью путем формирования из них двух партий, представляющих собой две смеси вышеуказанных исходных нефтей в различных пропорциях смешения, которые перекачиваются последовательно по одному технологическому участку магистрального нефтепровода.

При решении учитывалось изменение расхода перекачки при изменении вязкости перекачиваемого продукта. С рядом допущений было доказано, что на

практике решение задачи сводится только к двум вариантам: перекачка нефтей в единой смеси или последовательная перекачка исходных нефтей без подмешивания друг с другом. Показано влияние крутизны изменения вязкости бинарной смеси от соотношения смешения на результат решения задачи. Чем ближе вязкость смеси к линейной аддитивности, тем энергоэффективнее перекачивать нефти последовательно.

Предложен критерий для выбора того или иного варианта, для расчета которого необходимы лабораторные замеры вязкостей и плотностей исходных нефтей и вязкости смеси в соотношении 1:1. Сформулированы ограничения в виде условий по допустимому смешению для необходимости исполнения планового задания по перекачке нефтей в течение фиксированного времени. С учетом выявленных ограничений в случае выбора последовательной перекачки, задача сводится к варианту перекачки менее вязкой нефти в чистом виде без подмешивания (партия №1), но с частичном изъятием из нее части массы нефти для подмешивания с более вязкой нефтью и формирования партии №2. По итогу разработана методика определения оптимального варианта перекачки двух нефтей с различающейся вязкостью по одному технологическому участку магистрального нефтепровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года / Министерство энергетики Российской Федерации, 2016
2. Ташбулатов Р.Р. Разработка методики проведения многомерной оптимизации энергопотребления системы магистральных нефтепроводов за счет формирования грузопотоков нефти различных месторождений / Ташбулатов Р.Р., Каримов Р.М., Валеев А.Р., Мастобаев Б.Н. // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 98-103.
3. Каримов, Р. М. Повышение энергоэффективности перекачки за счет перераспределения грузопотоков и оптимального смешения реологически сложных нефтей / Р. М. Каримов, Р. Р. Ташбулатов, Б. Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 3. – С. 13–18.
4. Кутуков С. Е., Бажайкин С. Г., Гольянов А. И. Повышение эффективности последовательной перекачки оптимизацией компонентного состава смеси нефтей // Нефтяное хозяйство. 2018. № 1. С. 88-91.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПРИ СЖИГАНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Э.Ф. Усманов, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа

В экологическом отношении природный газ является самым чистым видом минерального топлива.

Данный вид топлива широко используется в камерах сгорания ГТУ газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях магистральных газопроводов.

Оксиды азота и углерода являются наиболее токсичными и опасными выхлопными газами, получаемыми в результате сжигания природного газа в камере сгорания ГТУ.

Избежать полностью загрязнение окружающей среды под воздействием отработанных (выхлопных) газов при существующих методах освоения невозможно. Поэтому главная проблема состоит в том, чтобы свести к минимуму нежелательные последствия, рационально используя природные условия.

В работе выполнен анализ эффективности сжигания топлива (природный газ) при подаче на горение ионизированного воздуха с применением технологии концентрирования окислителя.

Ионизация воздуха заключается в подаче окислителя на сжигание через неоднородное стационарное электрическое поле, при котором происходит образование атомарного кислорода [1]. Атомарный кислород является наиболее сильным окислителем, чем молекулярный.

Повышение реакционной способности кислорода в результате ионизации воздуха приводит к более полному сгоранию топлива.

Однако, ионизация воздуха обладает побочным эффектом – активация молекул азота, приводящая к росту окислов азота.

Решить проблему активации молекул азота позволит технология концентрирования окислителя, которая заключается в использовании определённо подобранных сорбентов с целью селективной адсорбции компонентов воздуха.

Используя данный метод разделения воздуха, содержание кислорода повысится с 21 об. %. до 90...95 об. %. Остаток приходится на азот и аргон.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Эффективность магнитно-электрических активаторов теплоэнергетических установок для снижения выброса веществ, разрушающих озоновый слой [Текст]. / В.В. Челноков, Д.А. Макаренков, И.М. Раткин // Современные проблемы экологии: сб. докладов. / ТГУ. – Тула, 2021. – С. 41-47.

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ЗАЩИТЫ РВС, НАПРАВЛЕННЫХ НА КОМПЕНСАЦИЮ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ПРИ УМЕНЬШЕНИИ НОРМАТИВНЫХ ПРОТИВОПОЖАРНЫХ РАССТОЯНИЙ

Д.А. Федорин, УГНТУ, г. Уфа

Основным способом хранения нефти и нефтепродуктов на текущий момент времени является их хранение в резервуарных парках, которые включают в себя различные сооружения, а также резервуары различных объемов. Учитывая высокую вероятность возникновения возгорания в резервуарах из-за хранимых флюидов – обеспечение надлежащего уровня противопожарной защиты является ключевым моментом при их проектировании. Соблюдение требований действующих на сегодняшний день нормативных документов обеспечивает необходимый уровень противопожарной безопасности резервуаров, однако, соблюдение их при разработке проекта строительства или реконструкции не всегда представляется возможным из-за различных причин – основной из которых является стесненные условия.

В случаях, когда избежать отклонение от норм проектирования не представляется возможным из-за отсутствия альтернативных вариантов размещения стальных вертикальных резервуаров (РВС), согласно нормативно-технических документов, необходимо разрабатывать компенсирующие мероприятия в составе специальных технических условий (СТУ).

Разработка компенсирующих мероприятий была произведена в соответствии с требованиями МЧС России по согласованию специальных технических условий для объектов требования пожарной безопасности к которым отсутствуют, отражающих специфику обеспечения их пожарной безопасности содержащих комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению их пожарной безопасности, утвержденного приказом МЧС России [1].

В нашем случае были рассмотрены два РВС объемом 20000 и 30000 м³. При разработке проектов реконструкции и строительства были выявлены следующие отступления от норм:

- несоблюдение нормативных расстояний от РВС-20000 до зданий и сооружений (резервуаров) не менее 100 м (фактическое расстояние не менее 25 метров);
- сохранение границ соседних промышленных предприятий вплотную (несоблюдение нормативного противопожарного расстояния 150 м);
- несоблюдение нормативных расстояний от РВС-30000 до зданий и сооружений (резервуаров) не менее 100 м (фактическое расстояние не менее 48 метров).

Были проведены расчеты по оценке величин пожарного риска, по результатам которых были разработаны следующие компенсирующие мероприятия:

- 1) необходимо предусмотреть проезд с проезжей частью шириной не менее 3,5 метров и покрытием капитального типа;

2) размещение проектируемых резервуаров должно быть выполнено строго с разработанным планом и решениями;

3) указанные выше расстояния между резервуарами принимаются при выполнении следующих условий:

а) между соседними группами резервуаров предусмотрена противопожарная водяная завеса;

б) предусмотрены дополнительные технические решения по ограничению аварийных разливов нефти/нефтепродукта.

4) линейные вводы автоматических установок пожаротушения должны быть оборудованы узлами для подключения мобильных средств пожаротушения;

5) все проектируемые резервуары должны быть оборудованы установкой комбинированного пенного пожаротушения для защиты;

6) установка комбинированного пенного пожаротушения должна представлять собой совокупность автоматической установки подачи пены на поверхность нефти/нефтепродукта и автоматической установки подачи пены непосредственно в слой нефти/нефтепродукта;

7) каждый линейный ввод установки пожаротушения резервуара должен быть оснащён узлом для подключения мобильных средств пожаротушения;

8) предусмотреть применение противопожарной водяной завесы с помощью насадок/оросителей для защиты резервуаров от теплового излучения в случае пожара;

9) лафетные стволы устанавливаются со стационарным подключением к водопроводной сети высокого давления с использованием запорной арматуры, управляемой дистанционно и по месту;

10) включение противопожарной водяной завесы должно обеспечиваться автоматически;

11) свободный напор в трубопроводах противопожарной водяной завесы должен обеспечивать необходимую высоту завесы, но быть не менее 0,8 МПа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приказ МЧС России № 710 от 28.11.2011 «Об утверждении Административного регламента Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий предоставления государственной услуги по согласованию специальных технических условий для объектов, в отношении которых отсутствуют требования пожарной безопасности, установленные нормативными правовыми актами Российской Федерации и нормативными документами по пожарной безопасности, отражающих специфику обеспечения их пожарной безопасности и содержащих комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению их пожарной безопасности».

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЛИНЗЫ СВЕТОВОДА ДЛЯ РЕЗЕРВУАРА*Д.М. Хайретдинова, Э.Ш. Гайсин, УГНТУ, г. Уфа**Г.З. Антипина, УТЭК, г. Уфа*

Обеспечение надежности и безопасной эксплуатации вертикальных стальных резервуаров является актуальным вопросом в области транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов.

Задача определения фактических деформаций, далее – числа циклов до образования усталостных трещин в стенке резервуара по данным пластической деформации требует предоставления более точных результатов для проведения анализа технического состояния резервуара в процессе диагностики.

Для решения задачи было проведено экспериментальное исследование измерения светового потока от светодиода к фотодиоду с использованием искусственно созданного световода, устанавливаемого на внешнюю часть стенки резервуара, [2] с дополнительным элементом в виде рассеивающей линзы с целью повышения чувствительности фотодиода. Такая линза позволяет увеличить световой пучок лазерного излучения от 5 мм (в конце трубки) до 6 мм в диаметре.

Линейное увеличение линзы можно найти по формуле

$$\Gamma = \frac{H}{h} = \left| \frac{f}{d} \right|, \quad (1)$$

где H – требуемый размер лазерного пятна, равный 6 мм (в диаметре);

h – исходный размер лазерного пятна, равный 5 мм (в диаметре);

f – расстояние от линзы до изображения (от центра линзы до плоскости лазерного фотодиода);

d – необходимое расстояние от центра линзы до фотодиода.

Фокусное расстояние тонкой линзы можно определить по следующей формуле

$$\frac{1}{F} \approx (n - 1) \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right], \quad (2)$$

где n – показатель преломления материала линзы;

R_1 – радиус кривизны первой поверхности;

R_2 – радиус кривизны второй поверхности.

Радиус кривизны линзы по глубине впадины в центре можно определить по формуле

$$R_2 = \frac{h_m}{2} + \frac{C^2}{8h_m}, \quad (3)$$

где h_m – высота мениска, примем равной 0,8 м;

C – диаметр трубки.

Тогда

$$R_2 = \frac{0,8}{2} + \frac{5^2}{8 \cdot 0,8} = 4,3 \text{ мм.}$$

В ходе расчетов был установлен оптимальный радиус $R_1 = 8$ мм (рисунок 1), при котором фокусное расстояние линзы составит

$$F \approx \frac{1}{(n-1) \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right]} = \frac{1}{(1,55-1) \left[\frac{1}{-8} + \frac{1}{4,3} \right]} = -5,085 \text{ мм.}$$

Схема наиболее оптимальной линзы представлена ниже (рисунок 1). В проведенном эксперименте использовалась линза с параметрами, близкими к полученным расчетным. Диаметр линзы был равен 5 мм.

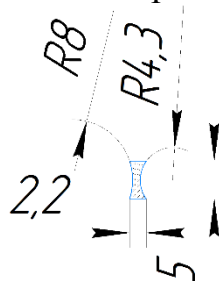


Рисунок 1 – Рассчитанная линза

Отсюда при $f = F$ определено расстояние от центра линзы до фотодиода, которое соответствует установке последнего вплотную к трубке:

$$d = \frac{h \cdot f}{H} = \frac{5 \cdot 5,085}{6} = 4,237 \text{ мм.}$$

По результатам эксперимента повышена чувствительность световода с линзой и составила более 0,03 мм/мм.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гайсин Э.Ш., Хайретдинова Д.М., Валеев А.Р., Ташбулатов Р.Р., Фролов Ю.А. Непрерывный контроль технического состояния резервуара для хранения нефти по фактическому положению стенки с помощью световодов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2021. № 2-3. С. 18-22.
2. Трубопроводный транспорт – 2021: тезисы докладов XVI Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2021. – 448с.
3. Саматова Г.Р., Дусалимов М.Э., Кантемиров И.Ф., Гулин Д.А. Анализ влияния эксплуатационных факторов на плавающие крыши резервуаров // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 1. С. 34-38.
4. 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 004.94

ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОСЕТЕЙ В ОБЛАСТИ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

И.И. Хасанов, Р.А. Шакиров, УГНТУ, г. Уфа

Одним из важных принципов эффективного функционирования системы транспорта нефти и нефтепродуктов в России является выполнение работ по поддержанию работоспособности нефтепроводов. Существенная протяженность магистральных нефтепроводов, а также многочисленных промысловых и межпромысловых нефтепроводов требует поддержания их безаварийной работы.

Большинству магистральных нефтепроводов России, длительность эксплуатации которых превышает 25 лет, свойственно наличие дефектов «потеря металла», среди которых особо выделяют локальные коррозионные повреждения площадью до 10 см², являющиеся причиной возникновения и развития трещин. Постоянное воздействие природно-климатических факторов, собственных суровым климатическим условиям и продолжительность эксплуатации линейной части нефтепроводов неизбежно приводит к зарождению и развитию различных дефектов в стенке линейной части [1].

Несмотря на показавшую за годы эксплуатации эффективность работы устройств внутритрубной диагностики, аварии на нефтепроводах происходят и по настоящее время. Нередко аварии случаются на трубопроводах малого диаметра, где зачастую резкие изменения погодных условий вкупе с существенным сроком эксплуатации трубопровода приводят к образованию трещин в металле.

Современное состояние развития отдельных отраслей науки, в частности, искусственного интеллекта (ИИ), представляет собой результат огромных достижений человечества в науке, технике, технологиях и цифровизации. Начиная с 2000-х годов, одним из направлений модернизации в нефтегазовой промышленности является внедрение искусственных нейронных сетей в процессы интеллектуализации месторождений.

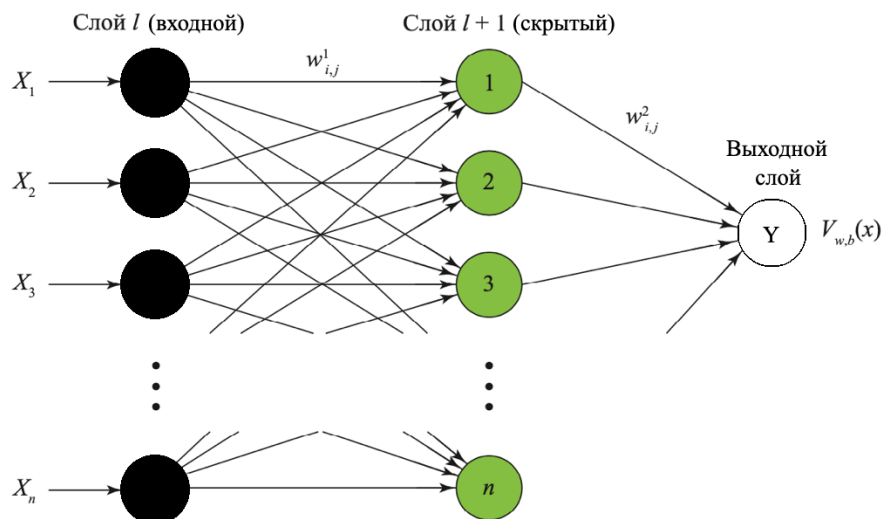
Автором исследования [2] выделяются такие сферы применения технологий на основе искусственного интеллекта в области добычи нефти, как геолого-разведка, извлечение и уточненное планирование. Успешно применяемые в настоящее время перечисленные методы позволяют с достаточной достоверностью прогнозировать коэффициент извлечения нефти на основании имеющихся параметров и показателей разработки месторождения.

В свою очередь, в области трубопроводного транспорта применение нейросетевых моделей также представлено широким кругом решаемых задач:

- моделирование гидродинамических процессов;
- прогнозирование эффективности применения противотурбулентной присадки в нефтепроводах;
- прогнозирование поврежденности магистральных газопроводов дефектами коррозионного растрескивания под напряжением.

Одним из ярких примеров возможности применения нейросетевых моделей в транспорте газа является разработанная модель прогнозирования поврежденности магистральных газопроводов (МГ) дефектами коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) [3]. При формировании модели были выделены более 15 факторов-признаков, характеризующих стресс-коррозионную поврежденность магистральных газопроводов, проложенных на территории одного из субъектов России. Обучение нейронной сети по типу многослойного персептрона (рисунок 1) проводилось методом обратного распространения ошибки по алгоритму адаптивного стохастического градиентного спуска на выборке из 358 векторов значений, где каждый вектор соответствовал дефектному элементу магистрального газопровода. Точность выявления участков магистральных газопроводов, имеющих стресс-коррозионные повреждения, соста-

вила не менее 92%.



w – весовые коэффициенты; b – смещения; $V_{w,b}(x)$ – выходной сигнал нейросети

Рисунок 1 – Архитектура прогнозной нейросетевой модели прогнозирования поврежденности магистральных газопроводов [3]

Успешное применение нейросетевых моделей позволяет судить о возможности их применения также и в магистральном транспорте нефти и нефтепродуктов. Потенциальное применение модели, позволяющей прогнозировать коррозионные дефекты на нефтепроводах, позволит существенно сократить число аварийных ситуаций, уменьшить причиняемый вред окружающей среде и своевременно осуществлять ремонт аварийных трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рыбин В.А. Совершенствование технологии ремонта магистральных нефтепроводов методом наплавки: дис. канд. техн. наук: 25.00.19. М., 2018. 152 с.
2. Подольский А.К. Применение методов искусственного интеллекта в нефтегазовой промышленности // Современная наука. 2016. № 3. С. 33-36.
3. Кантюков Р.Р., Ряховских И.В., Мишарин Д.А. Модель интеллектуального прогнозирования стресс-коррозионной поврежденности магистральных газопроводов // Вести газовой науки. 2019. № 3 (40). С. 89-97.

УДК 622.692.48

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО СЛОЯ ИЗ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ

И.И. Хасанов, Р.А. Шакиров, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день состояние нефтяной промышленности России характеризуется снижением качества добываемой нефти и сложностью, связанную с разработкой и освоением новых месторождений Крайнего Севера. Добываемая на месторождениях нефть зачастую характеризуется повышенным содержанием парафинов и смолисто-асфальтеновых веществ [1], что осложняет их транспорт по магистральным нефтепроводам ввиду выпадения асфаль-

тосмолопафиновых отложений (АСПО) в ходе перекачки при достижении нефтью температуры, соответствующей началу процесса массовой кристаллизации парафина и оседания АСПО на внутренней стенке нефтепровода. В условиях Крайнего Севера дополнительные траты приходится на работу печей подогрева типа ПТБ.

Эксплуатация магистральных нефтепроводов, часть из которых проложена в суровых климатических условиях, которые способствуют интенсификации процесса запарафиневания нефтепроводов, оказывает влияние на сужение «живого» сечения трубопровода и сокращения расхода, а также увеличения энергетических затрат на перекачку требуемого объема нефти и проведения работ по очистке нефтепроводов путем пуска очистных устройств. На магистральный транспорт нефти по нефтепроводам, проложенных в вечномёрзлых грунтах, требуются существенные ресурсоэнергозатраты ввиду низких температур грунта.

Согласно ранее проведенным исследованиям [2], низкий коэффициент теплопроводности АСПО позволяет сократить тепловые потери потока в процессе перекачки, тем самым увеличивая среднюю температуру нефти по длине трубопровода и препятствуя процессу выпадения отложений, что актуально для магистральных нефтепроводов, проложенных в вечномёрзлых грунтах.

С целью эффективного способа использования теплоизоляционных свойств АСПО для сокращения энергозатрат на транспорт нефти предлагается разработка соответствующего внутритрубного устройства для его эксплуатации на магистральных нефтепроводах.

На сегодняшний день в отрасли трубопроводного транспорта нефти в России отсутствуют устройства, которые позволяют формировать слой АСПО путем его удаления до определенной толщины по длине участка нефтепровода. Существующие очистные устройства, разработанные научно-исследовательскими институтами компаний-операторов магистрального транспорта нефти, предполагают полную очистку внутренней полости нефтепровода по всему сечению, что также достигается, помимо использования очистных скребков, путем добавления в нефть в камерах пуска средств очистки и диагностики углеводородных растворителей.

Концепт разрабатываемого внутритрубного устройства по созданию теплоизоляционного слоя представляет из себя типовой очистной скребок, используемый для очистки магистральных нефтепроводов с возможностью регулировки положения очистных ножей в зависимости от эффективной толщины АСПО.

Потенциальная ресурсоэнергосберегающая эффективность, которая будет влиять на максимальную толщину образуемого на внутренней поверхности трубопровода слоя АСПО, определяется значением, при котором сокращение тепловых потерь нефти является экономически выгодным по причине большего уменьшения затрат на нагревание нефти на промежуточной нефтеперекачивающей станции и снижения гидравлического сопротивления нефти в трубопроводе с учетом увеличения мощностей на перекачку ввиду уменьшения проход-

ного сечения нефтепровода и расхода перекачиваемой дисперсной системы.

Проект внутритрубного устройства для создания теплоизоляционного слоя из АСПО предполагает вариативную очистку внутренней поверхности трубопровода с возможностью адаптации к различным магистральным нефтепроводам, от отложений, что на сегодняшний день отсутствует в промышленной эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Альмухаметова Э.М., Габдрахманов Н.Х., Альмухаметов Ф.Ф. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях ванкорского газонефтяного месторождения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 1 (103). С. 14-21.
2. Каримов Р.М., Сунагатуллин 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. 118-123.

УДК 665.7.038; 622.692.4

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ НА КАЧЕСТВО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

*И.И. Хасбиуллин, Ю.Н. Олудина, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
Р.Р. Коерн, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа*

Современные бензиновые и дизельные двигатели, появившиеся в последнее десятилетие, ориентированы на цель – максимум мощности при минимальном расходе топлива. По этой причине и по ряду других двигатели стали очень чувствительными к качеству топлива. В настоящее время, основным средством транспортировки топлива являются магистральные нефтепродуктопроводы (МНПП). Современные процессы перекачки невозможно представить без использования противотурбулентных присадок (ПТП), так как опыт применения ПТП на МНПП показывает эффективность и экологичность данной технологии.

В работе [1] отмечается, что применение ПТП может негативно влиять на качество дизельного топлива (ДТ) – повышается общая загрязнённость и коэффициент фильтруемости топлива, а также снижается эффективность действия присутствующей депрессорно-диспергирующей присадки. Плохорастворённые ПТП значительно увеличивают вязкость топлива и ухудшают его реологические свойства. Вследствие этого одним из необходимых условий допуска ПТП к промышленному применению является экспериментальное подтверждение отсутствия отрицательного влияния на качество перекачиваемого топлива, которое установлено в действующих нормативных и технических документах (ГОСТ 32511-2013 «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия», ТР ТС 013/2011 Технический регламент Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту»).

В тезисе доклада приведены результаты оценки влияния ПТП, применяемой на объектах МНПП, на основные показатели качества и эксплуатационные свойства ДТ-Л-К5 (сорт С) по ГОСТ 32511-2013, а также на коэффициент фильтруемости. Перед испытаниями ДТ с растворенной ПТП в концентрациях 20, 50 и 150 ppm было подвергнуто воздействию лабораторного миксера с целью имитации прохождения топлива через магистральный насосный агрегат (МНА).

На основании результатов проведенных экспериментальных исследований, определено, что наиболее чувствительными к увеличению концентрации ПТП в топливе являются следующие показатели: смазывающая способность (СДПИ – скорректированный диаметр пятна износа), предельная температура фильтруемости (ПТФ), температура помутнения и коэффициент фильтруемости – они ухудшаются с увеличением концентрации ПТП. Изменения остальных показателей качества ДТ оказались не столь значимыми, а для показателей коррозионная агрессивность и температура застывания изменения вовсе не установлены.

С увеличением в топливе концентрации полимерной присадки от 20 до 150 ppm ухудшение показателей качества ДТ, характеризующих в первую очередь эксплуатационные свойства (фильтруемость, прокачиваемость), вполне логично и ожидаемо, но при этом ухудшение качества сверх допустимых ГОСТ 32511-2013 норм не наблюдается (рисунок 1).

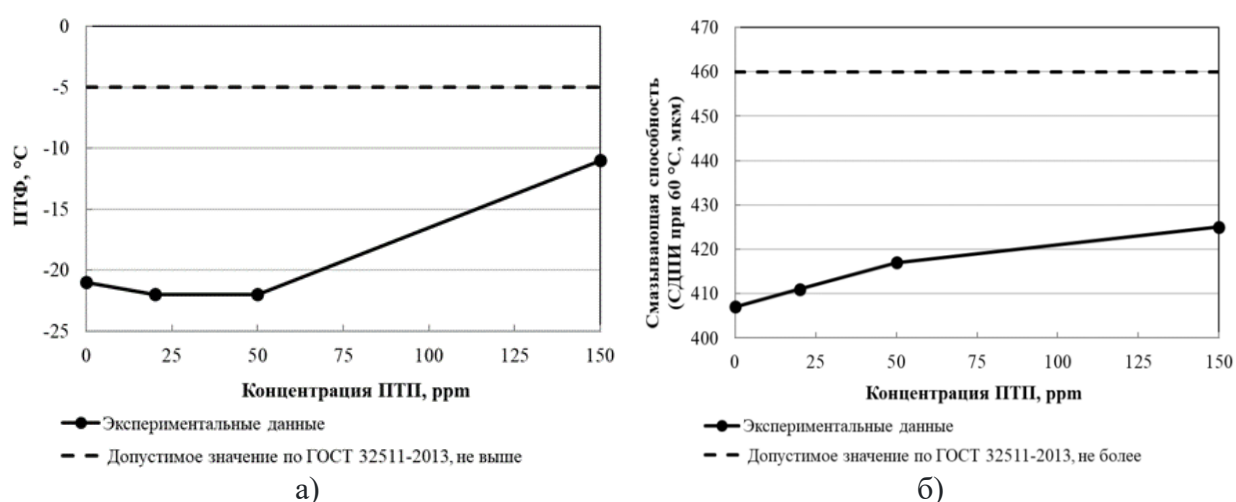


Рисунок 1 – Зависимости ПТФ (а) и смазывающей способности (б) топлива ДТ-Л-К5 (сорт С) от концентрации в нем ПТП

Путем проведения экстраполяции по показателю ПТФ (рисунок 1а), можно предположить, что при концентрациях свыше 160 ppm, качество ДТ не будет удовлетворять требованиям ГОСТ 32511-2013. В работах [2, 3] также отмечается, что концентрации более 160 ppm являются ограничительными.

На сегодняшний день, дозировка ПТП на объектах МНПП незначительная (варьируется в интервале 6÷15 ppm) [4], к тому же в соответствии с разрешительной документацией на применяемые ПТП максимально возможная концентрация химпродукта не должна превышать 50 ppm. При таких концентраци-

ях и с учетом того, что топливо проходит через МНА, где полимерная присадка подвергается механодеструкции, влияние ПТП на качество ДТ практически отсутствует.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Митусова Т.Н., Калинина М.В. Влияние противотурбулентной присадки на качество дизельного топлива // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2017. №5. С.9-12.
2. Середа С.В., Голеницкий А.И., Середа А.В. К вопросу о влиянии противотурбулентных присадок на качество дизельных топлив // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. №2. С. 11-13.
3. Ткаченко И.В. Расчет необходимой концентрации присадки при транспортировке дизельного топлива // Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Трубопроводный транспорт углеводородов». – Омск. Изд.: ОмГТУ, 2017. С. 155-160.
4. Валиев М.И., Хасбиуллин И.И., Зверев Ф.С., Несын Г.В. Факторы, влияющие на эффективность противотурбулентных присадок в дизельном топливе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т.8. №2. С. 224-231.

УДК 658.38.2.620.14

ВЛИЯНИЕ БИОЗАРАЖЕННОСТИ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ НА ЛОКАЛИЗАЦИЮ КОРРОЗИИ НИЗКОУГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ

*Л.П. Худякова^а, Р.А. Харисов^{а,б}, А.Д. Хажиев^а, Г.Н. Юнусова^а,
И.Р. Фархетдинов^{а,б}*

*а – ООО «Научно-исследовательский институт
трубопроводного транспорта», г. Уфа
б – УГНТУ, г. Уфа*

Как известно, локальные коррозионные повреждения трубопроводов и резервуаров могут приводить к аварийным ситуациям с потерями нефти (нефтепродуктов) и загрязнением окружающей среды. Для предотвращения локализации коррозионных процессов необходимы исследования причин её возникновения и развития. Распространенной причиной возникновения и развития локальных видов коррозионных поражений является биокоррозия [1].

Для моделирования локальной коррозии с участием микроорганизмов в лабораторных условиях использовалась подтоварная вода А со значением титра сульфатовосстанавливающих бактерий СВБ (10^2 , кл/мл) и подтоварная вода Б с минимальным титром СВБ (10^1 , кл/мл), т.е. исследовались среды с титром СВБ ниже порогового уровня (10^3 , кл/мл), после которого коррозионные процессы резко активизируются [2].

Коррозионные испытания в модельных средах проводились электрохимическим методом на стали 17Г1С в течение 30 суток. Определение скорости локальной коррозии проводилось микроскопическим методом по глубине коррозионных язв на образцах после испытаний. Результаты испытаний приведены на рисунках 1-2.

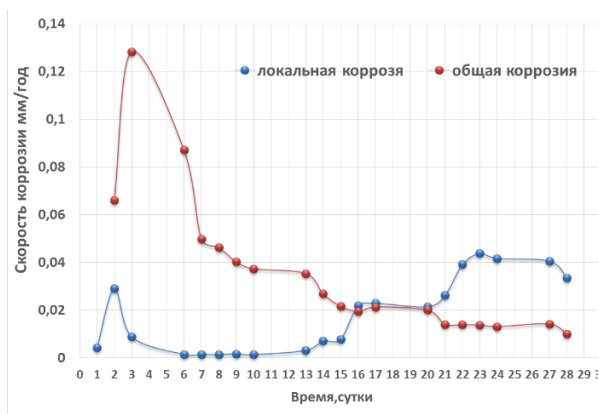


Рисунок 1 – Кинетика изменения общей и локальной скорости коррозии стали 17Г1С в подтоварной воде А (содержание СВБ – 102, кл/мл)

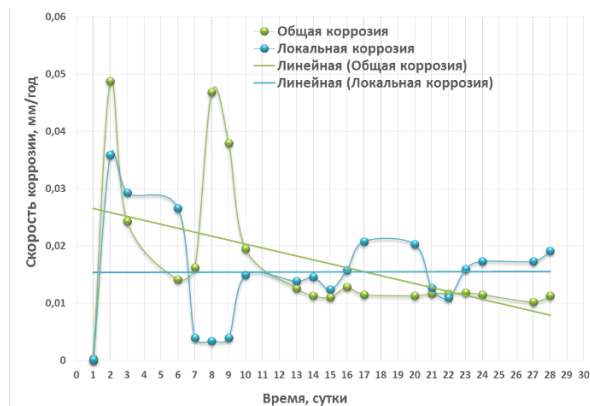


Рисунок 2 – Кинетика изменения общей и локальной скорости коррозии стали 17Г1С в подтоварной воде Б (содержание СВБ – 101, кл/мл)

Кинетические кривые зависимости общей и локальной коррозии от времени в исследуемых средах указывают на общий для сред А и Б характер развития коррозионных процессов: в начальный период испытаний скорость как общей, так и локальной коррозии растет, при этом начальная скорость коррозии в среде с более высоким титром СВБ примерно вдвое выше скорости коррозии в среде с меньшей биозараженностью. Далее скорость и общей и локальной коррозии снижается в течение примерно 10 суток, при этом происходит адгезия планктонных бактерий на поверхности образцов. В результате жизнедеятельности адгезированных форм СВБ скорость локальной коррозии начинает расти, достигает уровня общей коррозии и стабилизируется на уровне, незначительно превышающем её значения. Таким образом можно констатировать тот факт, что даже низкие значения биозараженности сред в благоприятных условиях приводят к локализации коррозионных процессов.

Для предотвращения биокоррозионных повреждений стальных конструкций необходимо контролировать биохимический состав рабочих сред и проводить защиту металла в случае обнаружения их биозараженности [3-4].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кушнаренко В.М., Чирков Ю.А, Репях В.С., Ставишенко В.Г. Биокоррозия стальных конструкций //Вестник ОГУ, - 2012. - № 6 (142). – С. 160-164.
2. Худякова Л.П., Шестаков А.А., Фархетдинов И.Р., Широков А.В. Оценка опасности биокоррозии подземных стальных сооружений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 1. С. 82-91.
3. Каменщиков, Ф.А. Борьба с сульфатвосстанавливающими бактериями на нефтяных месторождениях / Ф.А. Каменщиков, Н.Л. Черных. – М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», Институт компьютерных исследований, 2007. – 412 с. – ISBN 978-5-93972-621-4.
4. Плудек, В. Защита от коррозии на стадии проектирования: Пер. с англ. / В. Плудек. – М.: Изд-во «Мир», 1980. – 238 с.

ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРНО-ГРУППОВОГО СОСТАВА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Р.А. Хураמיшина, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа

Более 120 лет тому назад в мировой практике добычи нефти возникла проблема борьбы и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). В настоящее время в переработку поступает все большее количество тяжелых нефтей, обогащенных высокоплавкими парафиновыми углеводородами и смолисто-асфальтовыми веществами. Кроме того, с каждым годом увеличивается число вводимых в эксплуатацию нефтяных месторождений северных районов, нефти которых характеризуется повышенными значениями температуры застывания и вязкости. Описанные выше последствия представляют собой серьезную проблему для нефтяной промышленности с технической, технологической, экономической и экологической точки зрения, поскольку АСПО в больших количествах накапливается в резервуарах для нефтешлама после очистки, что ухудшает экологическую ситуацию.

Высокая плотность, повышенное содержание высокомолекулярных компонентов существенно влияют на процессы добычи, подготовки на промыслах и переработки углеводородного сырья [1]. Также при транспорте и хранении нефти могут возникать серьезные проблемы из-за накоплений отложений на стенках и днищах резервуара, уменьшающих пропускную способность нефтепроводов и полезную емкость резервуаров, приводит к большим перерасходам энергии и неизбежным затратам на очистку оборудования. Кроме того, снижение полезного объема резервуаров приводит к осложнению процесса их эксплуатации, к погрешностям количественного и качественного учета нефти, и снижает технико-экономические показатели работы нефтехранилищ и транспортной системы в целом [2]

Однако при отсутствии систематических исследований по влиянию типа осадка на подбор условий и методов удаления, как правило, осуществляется эмпирически без учета состава АСПО. Поэтому в последнее время актуальными являются исследования физико-химического состава и свойств отложений в зависимости от условий их образования с целью определения критериев, позволяющих производить рациональный и эффективный выбор методов удаления, образовавшихся осадков, а также для подбора вариантов утилизации отложений.

В данной работе рассмотрены физико-химические свойства и состав четырех проб асфальтосмолопарафиновых отложений. Для уточнения группового химического состава АСПО использовался хроматограф

Градиент М, который был определен методом жидкостно адсорбционным хроматографии с градиентным вытеснением (рис. 1).

Методика основана на принципах жидкостно-адсорбционной хроматографии с градиентным вытеснением и предназначена для определения группового состава тяжелых нефтепродуктов (битумов, гудронов, крекинг-остатков, ас-

фальтенов и т.д.) с разделением на семь групп: парафино-нафтеновые углеводороды, легкие, тяжелые ароматические, смолы I, смолы II и асфальтены [7].



Рисунок 1 – Установка «Градиент-М» производства АО «ИНХП»

Углеводородный состав АСПО проводили и для следующих четырех проб при помощи данной методики (рис. 2).

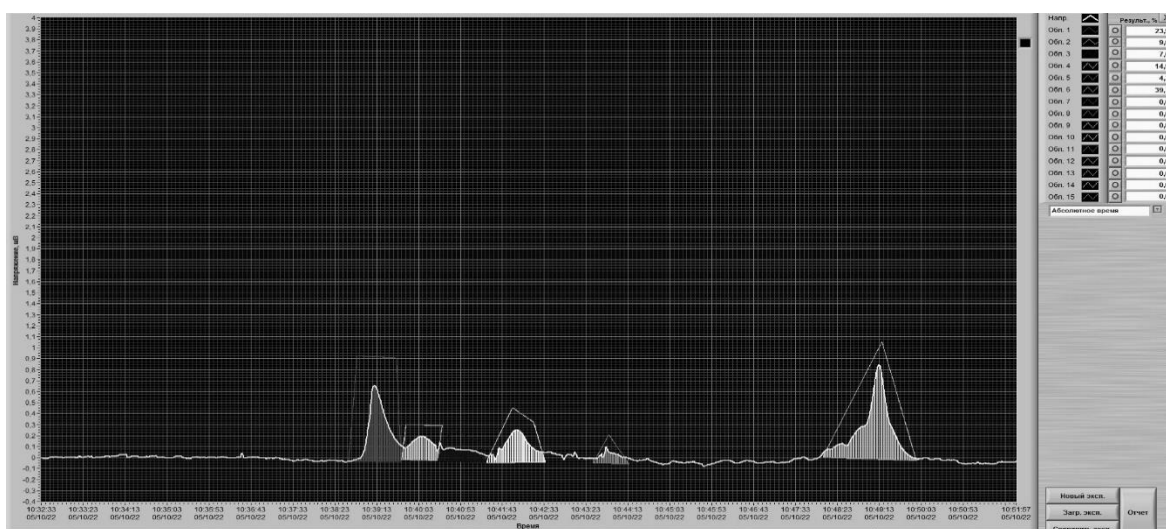


Рисунок 2 – Хроматография АСПО

В таблице 1 представлены результаты, полученные после растворения осадков в смеси растворителей бензол + циклогексан в соотношении 1:1.

Таблица 1 – Состав органической части отложений

АСПО	Парафино-нафтеновые, %	Ароматические, %			Смолы, %		Асфальтены, %
		легкая	средняя	тяжелая	I	II	
№1	23,9	9,6	7,6	14,9	4,2	39,8	-
№2	4,8	9,9	2,2	3,2	3,9	76	-
№3	28,9	45,1	2,5	4,1	2,9	16,5	-
№4	17,7	26,9	14,5	13,5	6,0	17,2	4,2

Σ (смолы-асфальтены)	
АСПО 1	44
АСПО 2	79,9
АСПО 3	19,4
АСПО 4	27,4
смолы/асфальтены	
АСПО 1	44
АСПО 2	79,9
АСПО 3	19,4
АСПО 4	5,5

Из таблицы видно, что АСПО характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов и высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ.

Таким образом, поскольку смолы и асфальтены характеризуются разной растворимостью в углеводородных растворителях, например, асфальтены хорошо растворимы в ароматических углеводородах и плохо растворимы в парафиновых, соотношение смолы/асфальтены может играть существенную роль при выборе растворителя для отмыва АСПО.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Верховых А.А., Ермеев А.М., Елпидинский А.А. Облагораживание реологических свойств нефти физическими методами // Вестник технологического университета. 2015. Т.18. №15. С64-68.
2. Кононов О.В. Развитие технологий и технических средств для борьбы с отложениями в нефтяных емкостях: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 07.00.10, 25.00.19 / Уфа: Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т, 2010. – 24 с
3. Xiaohu, Lu. A new test method for determination of wax content in crude oils, 147 residues and bitumens / Xiaohu Lu, BjörnKalman, Per Redelius // Fuel. – 2008. – Vol. 87. – Issues 8-9. – P. 1543-1551.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРНО–ГРУППОВОГО СОСТАВА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Р.А. Хурамшина, К.К Садреева, УГНТУ, г. Уфа

Более 120 лет тому назад в мировой практике добычи нефти возникла проблема борьбы и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). В настоящее время в переработку поступает все большее количество тяжелых нефтей, обогащенных высокоплавкими парафиновыми углеводородами и смолисто-асфальтеновыми веществами. Кроме того, с каждым годом увеличивается число вводимых в эксплуатацию нефтяных месторождений северных районов, нефти которых характеризуется повышенными значениями температуры застывания и вязкости. Описанные выше последствия представляют собой серьезную проблему для нефтяной промышленности с технической, технологической, экономической и экологической точки зрения, поскольку АСПО в боль-

ших количествах накапливается в резервуарах для нефтешлама после очистки, что ухудшает экологическую ситуацию.

Высокая плотность, повышенное содержание высокомолекулярных компонентов существенно влияют на процессы добычи, подготовки на промыслах, транспортировку и хранение углеводородного сырья [1].

Однако при отсутствии систематических исследований по влиянию типа осадка на подбор условий и методов удаления, как правило, осуществляется эмпирически без учета состава АСПО. Поэтому в последнее время актуальными являются исследования физико-химического состава и свойств отложений в зависимости от условий их образования с целью определения критериев, позволяющих производить рациональный и эффективный выбор методов удаления, образовавшихся осадков, а также для подбора вариантов утилизации отложений.

В данной работе рассмотрены физико-химические свойства и состав четырех проб асфальтосмолопарафиновых отложений. Для уточнения группового химического состава АСПО использовался хроматограф

Градиент М, который был определен методом жидкостно адсорбционным хроматографии с градиентным вытеснением (рис. 1).

Методика основана на принципах жидкостно-адсорбционной хроматографии с градиентным вытеснением и предназначена для определения группового состава тяжелых нефтепродуктов (битумов, гудронов, крекинг-остатков, асфальтенов и т.д.) с разделением на семь групп: парафино-нафтеновые углеводороды, легкие, тяжелые ароматические, смолы I, смолы II и асфальтены [2].

Углеводородный состав АСПО проводили для следующих четырех проб при помощи данной методики.

В таблице 1 представлены результаты, полученные после растворения осадков в смеси растворителей бензол + циклогексан в соотношении 1:1.

Таблица 1 – Состав органической части отложений

Таблица 1. Состав сырьевых частей смолы							
АСПО	Парафино-нафтеновые, %	Ароматические, %			Смолы, %		Асфальтены, %
		легкая	средняя	тяжелая	I	II	
№1	23,9	9,6	7,6	14,9	4,2	39,8	-
№2	4,8	9,9	2,2	3,2	3,9	76	-
№3	28,9	45,1	2,5	4,1	2,9	16,5	-
№4	17,7	26,9	14,5	13,5	6,0	17,2	4,2
Σ (смолы-асфальтены)							
АСПО 1				44			
АСПО 2				79,9			
АСПО 3				19,4			
АСПО 4				27,4			
смолы/асфальтены							
АСПО 1				44			
АСПО 2				79,9			
АСПО 3				19,4			
АСПО 4				5,5			

Из таблицы видно, что АСПО характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов и высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ.

Таким образом, поскольку смолы и асфальтены характеризуются разной растворимостью в углеводородных растворителях, например, асфальтены хорошо растворимы в ароматических углеводородах и плохо растворимы в парафиновых, соотношение смолы/асфальтены может играть существенную роль при выборе растворителя для отмыва АСПО.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Верховых А.А., Ермеев А.М., Елпидинский А.А. Облагораживание реологических свойств нефти физическими методами // Вестник технологического университета. 2015. Т.18. №15. С64-68.
2. Xiaohu, Lu. A new test method for determination of wax content in crude oils, 147 residues and bitumens / Xiaohu Lu, Björn Kalman, Per Redelius // Fuel. – 2008. – Vol. 87. – Issues 8-9. – P. 1543-1551.

УДК 656.13

НЕЙРОДИНАМИЧЕСКОЕ ПРОГРАММИРОВАНИЕ И КРИТЕРИАЛЬ- НЫЙ ПОДХОД ПРИ УПРАВЛЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ СИСТЕМ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ

*Е.Л. Чижевская, М.Ю. Земенкова, Ю.Д. Земенков
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Актуальность создания интеллектуальных систем управления стратегически важными объектами РФ обозначена в Национальной программе «Цифровая экономика РФ» (утв. Президиумом Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и национальным проектам, протокол от 04.06.2019 №7), «Национальной стратегии развития искусственного интеллекта на период до 2030 года» (Указ Президента РФ от 10.10.2019 г. № 490), Программах нефтегазовых компаний и других документах. Современная стратегия цифровизации предусматривает использование роботизированных интеллектуальных систем последнего поколения, которые призваны осуществлять две ключевые задачи – управление техническим состоянием, надежностью, безопасностью объектов и управление эффективностью процессов и транспортных потоков, учитывая стратегические задачи отрасли в условиях непрерывно меняющейся экономики.

В Тюменском индустриальном университете на кафедре «Транспорт углеводородных ресурсов» разработана принципиально новая технология интеллектуального нейросетевого инжинирингового контроля, прогнозирования состояний обеспечения эффективности технических решений при управлении технологическими процессами ОПО.

Специфика создания модульной структуры подразумевает решение отдельных технологических, экономических и стратегических задач, основанных на различных оптимизационных моделях. Разработка модуля, позволяющего на базе динамики критериев в режиме реального времени

осуществлять мониторинг и управление состоянием, может быть решена с применением моделей нейродинамического программирования. База данных включает группы критериев, зависящих от самых различных факторов эффективности транспортной системы. Под эффективностью принимается соотношение между достигнутым результатом и использованными ресурсами (ISO 9000: 2015).

Для реализации такой концепции авторами создана база исходных данных показателей (числовых и логических характеристик) и факторов (причин, влияющих сил, событий и т.д.), сканируемых в режиме реального времени, и система критериев, позволяющая оценить эффективность эксплуатации системы в контексте решаемой технологической и экономической задачи. Показателей и факторов достаточно много, при этом они находятся в весьма сложных функциональных связях и зависимостях. В качестве примера, 4 категории факторов могут быть разделены на систему групп, содержащих комплекс измеряемых авторской интеллектуальной технологией признаков (рисунок 1).

Технологические		Экономические		Юридические		Политические	
Реализуемость требуемых транспортных потоков (возможности реверсивного транспорта, наличие терминалов для хранения, объемы и др.)	T ₁	Рыночная стоимость и себестоимость транспорта	E ₁	Требования международных документов	L ₁	Политическая безопасность	P ₁
Безопасность	T ₂	Рентабельность транспортных проектов	E ₂	Требования отечественных документов	L ₂	Структура сети потребителей	P ₂
Надежность	T ₃	Стоимость капитальных вложений на создание транспортных систем	E ₃	Требования действующих стандартов проектирования, строительства	L ₃	Географические особенности транспортных сетей	P ₃
Энергоэффективность	T ₄	Стратегические вызовы региона, страны	E ₄	Информационная безопасность	L ₄	Надежность партнеров-потребителей и поставщиков (на глобальном рынке)	P ₄
Эффективность систем управления	T ₅	Стоимость капитальных вложений на создание транспортных систем	E ₅	Ответственность за нарушения закона сторонами	L ₅	Стабильность политических позиций	P ₅
Эффективность систем мониторинга	T ₆	Возможности государственного регулирования	E ₆	Стабильность требований законодательства	L ₅	Перспективы развития отношений	P ₆
Оптимальность и рациональность транспортных потоков с учетом всех параметров	T ₇	Надежность партнеров-потребителей и поставщиков (в пределах государства)	E ₇	Исторически сформированные особенности систем и межгосударственных взаимоотношений	L ₆		
Стабильность смежных технологических узлов (объекты месторождений, подготовки к транспорту, НПЗ и т.д.)	T ₈	Потенциальные возможности для развития структуры сетей, строительства, реконструкции (финансовые)	E ₈				
Потенциальные возможности для развития структуры сетей, строительства, реконструкции (технические)	T ₉						
Возможности кадрового потенциала	T ₁₀						

Рисунок 1 - Пример классификации для реализации критериального факторного анализа по 4 категориям факторов обеспечения эффективности и развития нефтегазотранспортных систем: T, E, L, P – категории факторов технологические, экономические, юридические, политические соответственно

Разработанная авторами методология интеллектуального управления на основании системы критериев позволит не только оптимизировать транспортные потоки, обеспечивая максимизацию целевых критериев на всех этапах

управления, но и обеспечить безопасность системы рационализируя использование финансовых потоков с учетом всех возможных категорий факторов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Земенкова, М.Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов / М. Ю.Земенкова-Тюмень: ТИУ, 2019. - 397с.
2. Земенкова, М.Ю. Методологическое обеспечение мониторинга безопасности объектов транспорта и хранения нефти и газа на основе интеллектуальных экспертных систем: диссертация ... доктора технических наук: 05.26.02 / Земенкова Мария Юрьевна. - Тюмень, 2020. - 443 с.
3. Интеллектуальные роботы для мониторинга надежности и безопасности систем транспорта углеводородов / М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская, Ю. Д. Земенков [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 5(113). – С. 44-48.

УДК 622.692.4.053

АНАЛИЗ СТАТИСТИКИ ОТКАЗОВ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.Ф. Шайбеков, УГНТУ, г. Уфа

В связи с ростом аварийности стальных трубопроводов в нефтегазовой промышленности вследствие наружной и внутренней коррозии трубопровода, особое внимание уделяется мерам антикоррозийной защиты и применению на коррозионно-опасных участках трубопроводов труб в коррозионностойком исполнении. К коррозионностойким трубопроводам относятся трубы, выполненные из: стальные, футерованные полиэтиленом; стальные с внутренним полимерным покрытием; металлопластовые; гибкие полимерно-металлические, полиэтиленовые.

Основными факторами, развивающие процесс коррозии являются (рисунок 1): коррозионная усталость (при циклических нагрузках), фреттинг-коррозия (осложнение трением деталей, в результате чего скорость коррозии увеличивается), биокоррозия (воздействие жизнедеятельности микроорганизмов и бактерий), кавитация (схлопывание пузырьков газа при перепадах давлений) [1].



Рисунок 1 - Проявление коррозии под битумной изоляцией на магистральном нефтепродуктопроводе

В промышленных трубопроводах нефтегазовой отрасли наиболее опасным фактором развития коррозии является содержание сероводорода. Среди различных методов борьбы с содержанием сероводорода выделяют применение химических реагентов – нейтрализаторов сероводорода (ФЛЭК-ПС-629, СНПХ-1517А). Механизм применения состоит во взаимодействии реагента с сероводородом, что приводит к образованию стабильных и малоактивных химических соединений. [2]

По результатам обследования применяемых разных типов наружных покрытий трубопроводов на линейных участках и изоляции сварных стыков установлено, что применяемые в настоящее время полимерные изоляционные материалы не обеспечивают необходимую противокоррозионную защиту стальных труб. По результатам лабораторных и натурных испытаний, а также изучения отечественного и зарубежного опыта применения защитных материалов были рекомендованы новые, более эффективные покрытия на основе жестких и мягких адгезивов. [3]

Основными направлениями борьбы с коррозией внутренней поверхности нефтегазопромысловых трубопроводов является применение различных технологических мероприятий, ингибиторов коррозии, высокоэффективных и экономичных и защитных покрытий (полимерные, силикатные, металлические, комбинированные), труб из коррозионностойких и неметаллических материалов.

Анализируя статистику отказов стальных трубопроводов в нефтегазовой промышленности, получается следующее соотношение причин: 65 % общего числа отказов приходится на наружную коррозию, 28 % - на внутреннюю и 7 % - на прочие причины (рисунок 2). Защита от коррозии является одной из важнейших проблем, имеющей большое значение для современной промышленности.

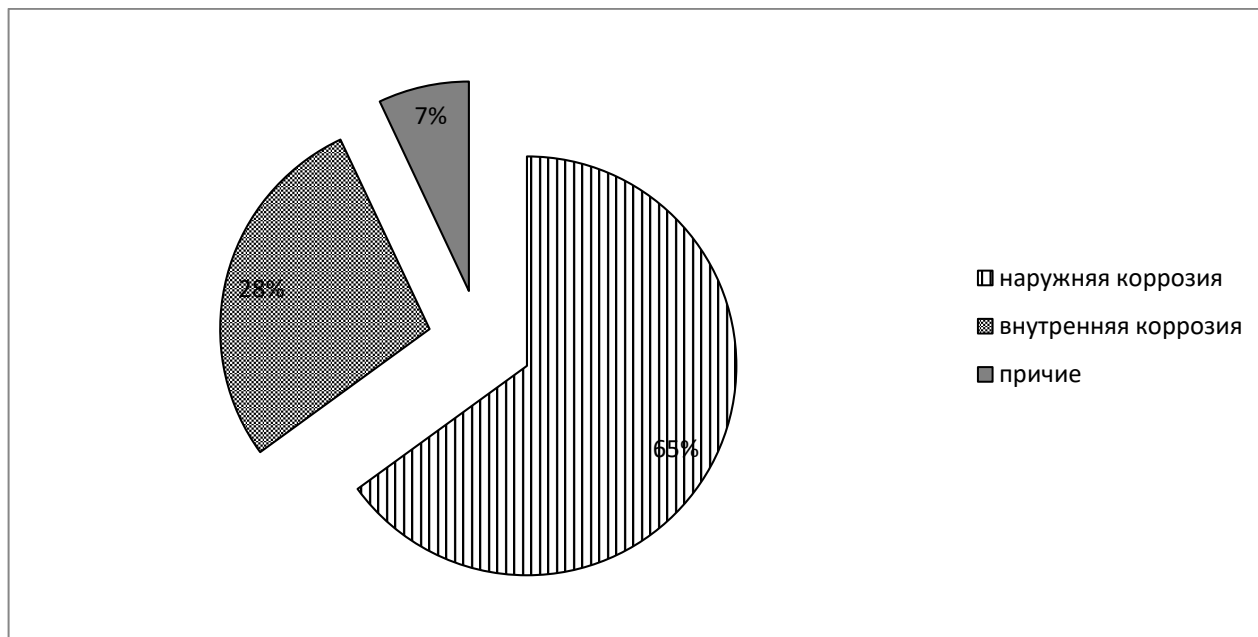


Рисунок 2 - Причины отказов стальных трубопроводов

Применение в период строительства трубопроводов из коррозионностойких труб позволяет снизить общую удельную аварийность трубопроводного

парка с 0,15 до 0,03 отказ/км. При этом аварийность стальных трубопроводов в 2 раза выше, чем трубопроводов в коррозионностойком исполнении.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федосова Н.Л. Антикоррозионная защита металлов. – Иваново, 2009. – 187 с.
2. Тюсенков А.С., Черепашкин С.Е. Причины коррозии насоснокомпрессорных труб нефтепромыслов и технологическое повышение их долговечности // Научные технологии в машиностроении – 2016, №6. – с.11-16.
3. Сафонов Е.Н., Низамов К.Р., Гребенькова Г.Л. Эффективность применения противокоррозионных покрытий на объектах ОАО «АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2007.

УДК 697.9

РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ И ВРЕМЕНИ ОСВОБОЖДЕНИЯ ОТ НЕФТИ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПЕРЕДВИЖНЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ

И.Р. Шамсутдинов, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа

При эксплуатации магистральных трубопроводов одной из задач является обеспечение надежной и безопасной эксплуатации линейной части, которая решается, в том числе и за счет своевременного проведения ремонтных работ, как правило, с остановкой перекачки, и освобождением ремонтируемого участка от нефти. При этом от точности расчетов времени и объема освобождения зависит и время простоя трубопровода на ремонте. Количество времени, отведенного под ремонт действующих магистральных трубопроводов с остановкой перекачки регламентировано. Однако невозможно начать мероприятия по ремонту нефтепровода, пока он заполнен перекачиваемым продуктом. Поэтому задача формализации и автоматизации методики расчета является весьма актуальной.

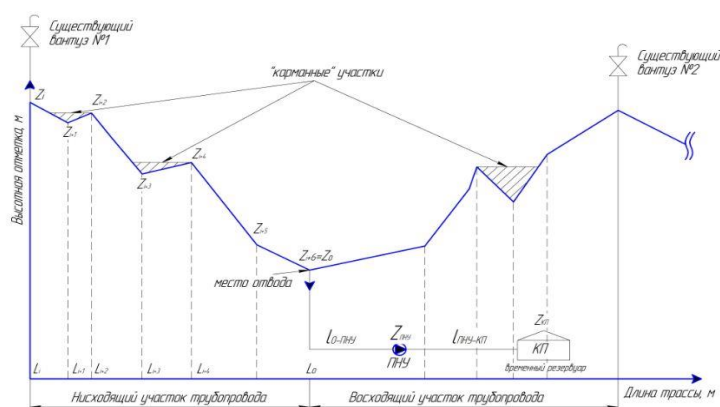


Рисунок 1 – Схема откачки нефти с магистрального трубопровода с помощью ПНУ в временный резервуар

Формула для определения производительности ПНУ по мере откачки магистрального трубопровода равна при равных значениях геодезических отметок восходящего и нисходящего участков трубопровода

$$Q_i = \left[\frac{Z_i - Z_{\text{кп}} - h_{\text{ост}} + A}{1,02f(l_{\text{пну-кп}} + l_{0-\text{пну}}) + B} \right]^{\frac{1}{2-m}}, \quad (1)$$

где $h_{\text{вс}}$ – подпор на входе в ПНУ;

$h_{\text{ост}}$ – остаточный напор;

Z_i – геодезическая отметка, величина динамическая, которая меняется по мере откачки;

$Z_{\text{пну}}$ – геодезическая отметка передвижных насосных установок;

$Z_{\text{кп}}$ – геодезическая отметка конечного пункта;

$P_{\text{кп}}$ – давление в конечном пункте;

A, B – коэффициенты Q - H характеристики насоса;

Q – расход нефти в трубопроводе.

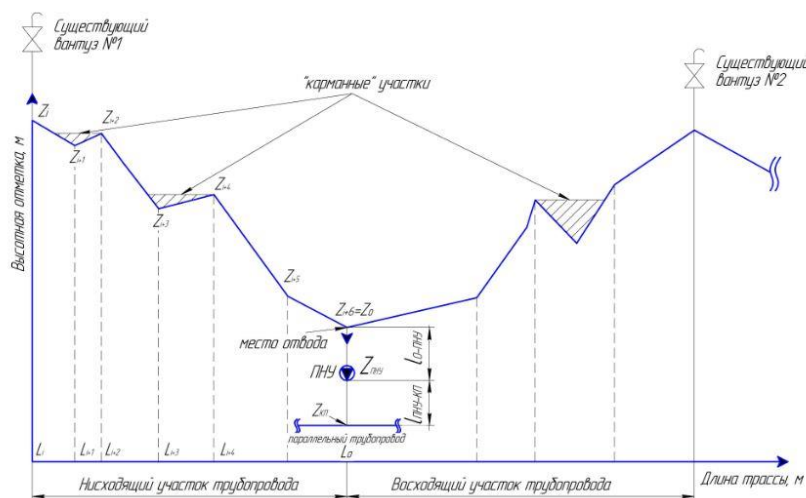


Рисунок 2 – Схема откачки нефти с магистрального трубопровода с помощью ПНУ в параллельный трубопровод

Соответственно при закачке в параллельный трубопровод, производительность ПНУ для каждого участка определяется по формуле

$$Q_i = \left[\frac{Z_i - Z_{\text{кп}} - h_{\text{ост}} + A + \frac{P_a}{\rho g} + \frac{P_{\text{т/п}}}{\rho g}}{1,02f(l_{\text{пну-кп}} + l_{0-\text{пну}}) + B} \right]^{\frac{1}{2-m}}, \quad (2)$$

Среднее значение расхода на участках освобождения, время на опорожнение, объем определяется аналогично как в [2].

Преимуществом методики расчета времени и объема освобождения трубопровода от нефти для выполнения ремонтных работ является учет задания интервала длины (объема) освобождения, в отличие от задания интервала по расходу, рекомендованного по методике РД-75.180.00-КТН-155-14, также возможность автоматизации расчетов и отсутствие необходимости в проведении расчетов с использованием продольного профиля трассы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н., Галлямов В.М. Исследование процессов истечения нефти при опорожнении трубопровода для ремонтных работ. Интегральная модель расчета времени опорожнения // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2015. № 4. С. 9 –13.

2. Шамсутдинов И.Р., Гареев М.М. Усовершенствование расчета объемов и времени опорожнения от нефти участков магистральных нефтепроводов насосами НПС резервуарный парк / Матер. XIV Межд. учеб. науч.-практ. конф. «Трубопроводный транспорт – 2019». Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. С. 163–164.

УДК 622.692.4.053

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ПОРШНЯ-РАЗДЕЛИТЕЛЯ ДВУНАПРАВЛЕННОГО ДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

И.В. Шкутов, УГТУ, г. Ухта

Проблематика освобождения полости нефтепровода от нефти заключается в длительной транспортировке поршня разделителя, на участок для проведения ремонтных работ.

Целью данной работы является разработка поршня – разделителя двунаправленного действия, для улучшения освобождения ремонтных участков от нефти, за счет использования данной конструкции, как по направлению движения нефти, так и против.

Действующие поршни разделители ПРВ – 1 и ПРВ – 2 нельзя использовать в двунаправленном направлении, так как установленные на них манжеты, в случае обратного движения могут загнуться или сломаться, что приведет к остановке МН, повреждению поршня – разделителя, повреждению внутренней полости трубопровода, создание затора в МН.

В связи с данной проблематикой было разработано следующие техническое решение.

Данный поршень разработан с условием работы две стороны, как по движению трубы по направлению перекачки, так и против. Существенным отличием от ПРВ – 1 и ПРВ – 2 является работы:

- 1) Работа в две стороны, как по направлению перекачки, так и против направления перекачки;
- 2) Имеет 2 бампера;

Вместо четырех манжет, устанавливается две и дополнительно устанавливаются два защитных диска с закругленной формой;

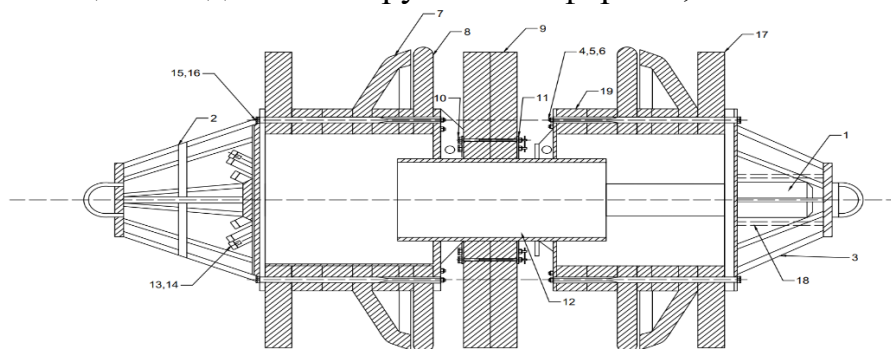


Рисунок 1 - Чертеж поршня - разделителя внутритрубного двунаправленного действия (ПРВД)

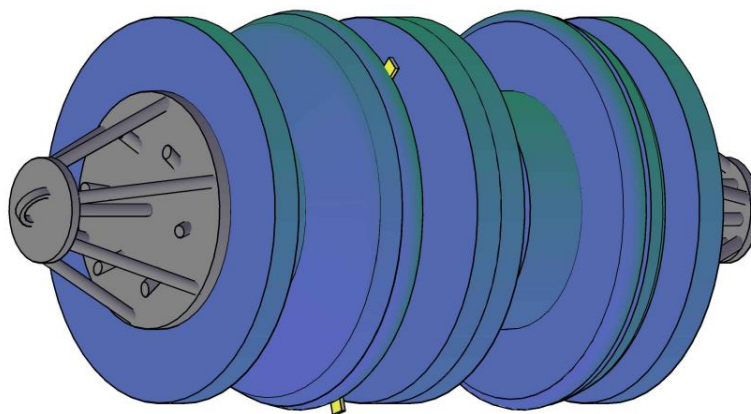


Рисунок 2 - ПРВД 3D- макет

Применение данной поршня – разделителя двунаправленного действия (ПРВД) позволит:

- 1) Сократить время остановки магистрального нефтепровода, при проведении ремонтных работ;
- 2) При остановке поршня – разделителя двунаправленного действия в процессе перекачки нефти, возможно вернуть поршень обратно против течения нефти;
- 3) Рациональное применение поршня – разделителя двунаправленного действия при проведении ремонтных работ в сложных геодезических условиях трассы;

Сокращение экономических затрат, за счет уменьшения работы МКАУ и ПНУ;

В данной работе была предложена конструкция поршня – разделителя двунаправленного действия (ПРВД), для улучшения проведения работ по вытеснению нефти из ремонтного участка. Применение данной разработки позволит сократить время остановки МН, сократить затраты на использование МКАУ и ПНУ, позволит проводить ремонтные работы в сложных геодезических условиях трассы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Официальный сайт АО «Транснефть-Север» [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://north.transneft.ru/>
2. Официальный сайт АО «Трансфть-Диаскан» [Электронный ресурс]Режим доступа: <https://diascan.transneft.ru/>
3. ОР «Порядок организации планирования и формирования остановок магистральных нефтепроводов» утв. ОАО «АК «Транснефть».
4. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы [Электронный ресурс]. – Введен 2012-12-25 // Справочно-правовая система КонсультантПлюс (дата обращения 04.10.2022).

НЕПРОТОЧНЫЙ РАСЧЕТ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ

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

Как правило в задаче потокораспределения [0] подразумевается расчет номинальных режимов функционирования трубопроводной системы, в которых расходы ненулевые. Однако, для нефтеснабжающих систем (НСС) встречаются и более специфические задачи, в основном связанные с расчетом изначально остановленного технологического участка магистрального нефте- или нефтепродуктопровода с последующим расчетом его пуска в работу.

Отметим малое количество публикаций, посвященных данной теме. В работах [2, 3] задачу непроточного расчета решают за счет модификации метода глобального градиента на случай малых расходов. В данной работе предлагается другой подход, в рамках которого происходит декомпозиция расчетной задачи. Расчетная схема разбивается на проточную часть, которая дальше считается обычным способом, и непроточную часть, для которой используется специальный способ расчета. Для непроточной части расход заведомо равен нулю, что упрощает дальнейший расчет, поскольку остается отыскать только давление. Расчет распределения температуры и свойств флюида также важен, однако, выходит за рамки данной работы. Отметим лишь, что для НСС данные задачи имеют несложные удовлетворительные решения.

При непроточном гидравлическом расчете существенно влияние перепада высот трубопроводов, т.к. плотность нефти, нефтепродукта достаточно высока, и гидростатический перепад давления существенен. Существенны фазовые переходы, которые происходят при снижении давления ниже давления насыщенных паров, в результате чего выделяется нефтяной пар, плотность которого в отличие от самой нефти наоборот мала и вес пара незначителен. Обратные клапаны в остановленном трубопроводе могут «запереть» после себя более высокое давление, тем самым существенно влияя на распределение давления. Важным фактором оказалось наличие или отсутствие примыкания между проточной и непроточной частью. Если непроточная часть примыкает к проточной, то в точке примыкания непроточное давление очевидно равно проточному. Если непроточная часть изолирована, то задачу требуется доопределить, задав давление.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. – М.: Наука, 1985. – 276с.
2. S. Ates Hydraulic modeling of closed pipes in loop equations of water distribution networks Appl. Math. Model., 40 (2016), pp. 966-983
3. N. Gorev et al. Dealing with Zero Flows in the Simulation of Water Distribution Networks with Low-Resistance Pipes Using the Global Gradient Algorithm Water Resources Management 36(4) (2022)
4. Томас Х. Кормен, Чарльз И. Лейзерсон, Рональд Л. Ривест, Клиффорд Штайн. Алгоритмы: построение и анализ, 3-е издание = Introduction to Algorithms, Third Edition. — М.: «Вильямс», 2013. — 1328 с.

КОРРОЗИЯ НИЗКОУГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ В БИОЗАРАЖЕННОЙ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЕ

Г.Н. Юнусова^а, Л.П. Худякова^а, Р.А. Харисов^{а,б}, А.Д. Хажиев^а,
И.Р. Фархетдинов^{а,б}

*а – ООО «Научно-исследовательский институт
трубопроводного транспорта», б – УГНТУ, г. Уфа*

Углеводороды, образующие на поверхности металла гидрофобную пленку активных соединений нефти, способствуют накоплению отложений (АСПО) на внутренних поверхностях труб, которые включают такие компоненты нефти, как асфальтены, смолы и парафины. Количественное содержание углеводородной составляющей в отложениях определяется, главным образом, содержанием парафинов в нефти, которые играют роль связующего компонента [1]. Вода, содержащаяся в нефти, скапливается в осадках в застойных зонах нефтепроводов, превращаясь в коррозионно-опасную среду, в которой концентрируются коррозионно-активные соли и микроорганизмы, способствующие интенсивному коррозионному разрушению внутренних поверхностей, зарождению и развитию множества язвенных коррозионных поражений поверхности трубопровода, вплоть до сквозных.

Коррозионная активность биозараженной подтоварной воды проявляется в образовании на поверхности металла адгезированной биопленки, состоящей из коррозионно-опасных микроорганизмов, присутствующих в подтоварной воде в планктонной форме.

В результате жизнедеятельности адгезированных микроорганизмов под биопленкой активизируются коррозионные процессы, скорость которых характеризуется величиной тока коррозии [2].

Вид коррозионных поражений металла в виде отдельных язв, имеющих плоское дно, и состав продуктов коррозии, включающих гидроокись, окислы и сульфиды железа и элементарную серу относятся к характерным признакам биокоррозии. Локальные поражения поверхности металла служат концентраторами напряжений и могут приводить к снижению надёжности и безопасности эксплуатации трубопроводов и оборудования.

Для оценки влияния биозараженности перекачиваемой среды на коррозионные процессы внутренней поверхности нефтепровода были проведены коррозионные испытания методом линейной поляризации (LPR) в подтоварной воде, зараженной сульфатвосстанавливающими бактериями (среда № 1 – подтоварная вода, содержащая 10 КОЕ/мл СВБ, среда № 2 – подтоварная вода, содержащая СВБ в количестве 10^3 КОЕ/мл). Время испытаний составило 30 суток (8 часов в динамике, 16 часов в статике ежедневно, перемешивание осуществлялось с помощью магнитных мешалок со скоростью перемешивания 500 оборотов в минуту). Испытания проводились при комнатной температуре. В качестве измерительного прибора использовался коррозиметр «Эксперт-004».

Результаты коррозионных испытаний трубопроводной стали 17Г1С в исследуемых средах приведены на рисунке 1.

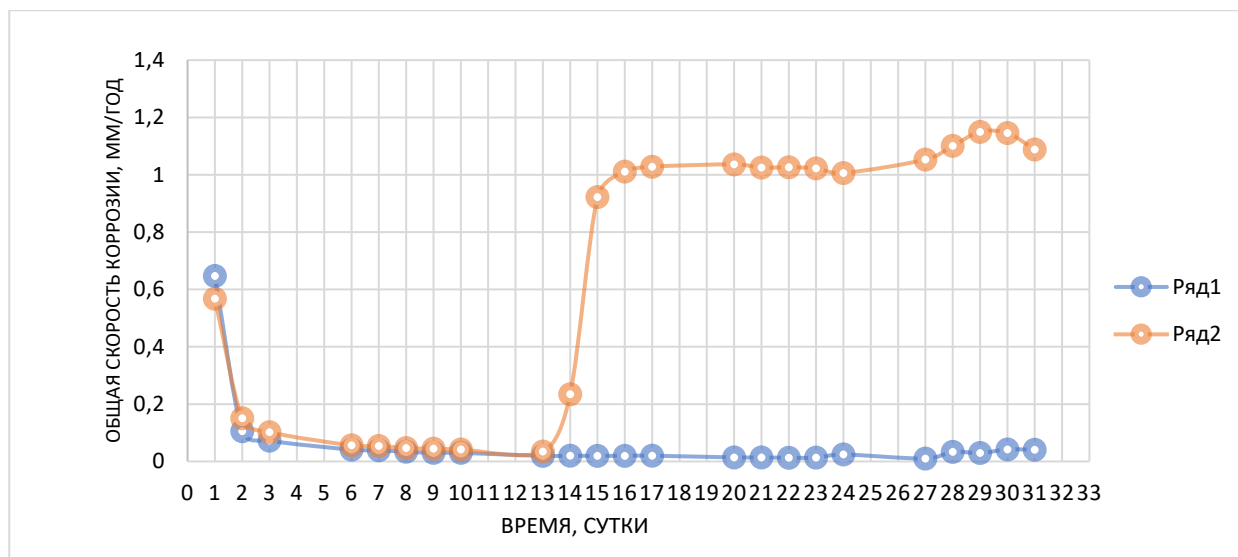


Рисунок 1 - Зависимость скорости коррозии стали 17Г1С от времени экспозиции образцов с коррозионной среде (ряд 1 – среда № 1, ряд 2 – среда № 2)

Кинетика изменения скорости коррозии от времени экспозиции образцов в исследуемых средах указывает, что скорость коррозии образцов в подтоварной воде с низким индексом зараженности СВБ со временем снижается вследствие образования на поверхности образцов плотных защитных пленок продуктов коррозии.

В подтоварной воде с титром СВБ 10^3 КОЕ/мл (пороговым уровнем концентрации клеток СВБ, после которого коррозионные процессы резко активизируются [3]) скорость коррозии, как общей, так и локальной, с течением времени возрастает, достигая высоких значений (более чем на порядок превышающих значения скорости коррозии в среде с низкой биозараженностью), что связано с накоплением в среде коррозионно-опасных продуктов жизнедеятельности бактерий (сероводорода и органических кислот).

Таким образом проведенные исследования свидетельствуют о существенном негативном влиянии биозараженности коррозионной среды на безопасность эксплуатации трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Подопригора А.А. Исследование коррозионного разрушения поверхностей нефтепроводов после длительной эксплуатации. Вестник Югорского государственного университета 2011 г. Выпуск 4 (23). С. 105-112.
2. Мамлеева Л.А. Повышение безопасности промысловых трубопроводов в условиях биозаражения перекачиваемых сред. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа -2006.
3. Худякова Л.П., Шестаков А.А., Фархетдинов И.Р., Широков А.В. Оценка опасности биокоррозии подземных стальных сооружений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 1. С. 82-91.

ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТОВ В ЗОНЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Д.М. Якобсон, А.А. Ольков, РУДН, г. Москва

В связи с развитием нефтяной и газовой промышленности в России, ее деятельность с каждым годом все больше смещается в зону распространения вечномерзлых грунтов (ВМГ). Масштабирование добычи и построение трубопроводов для удовлетворения внутренних нужд и экспорта путем возведения новых линий магистральных трубопроводов (МГТ). Проблематика данной местности ставит перед инженерами задачи, которыми пренебрегать нельзя, ведь вопрос долгодетности сооружений и безопасности конструкций на весь срок эксплуатации трубопроводов – это первостепенная задача.

Неоднородность почв, расположенных в зоне ВМГ и их чувствительность к малейшим изменениям окружающей среды – их основное свойство. В мерзлом состоянии грунты обладают хорошими прочностными свойствами, но при таянии миграция грунта приводит к разрушению конструкции и ведет к необратимым процессам [1].

В работе были подробно изучены существующие методы строительства конструкций и сооружений в зоне распространения вечной мерзлоты. Существует два принципа строительства на ВМГ: I принцип – с сохранением мерзлого основания в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации; II принцип – с предварительным оттаиванием мерзлых грунтов на расчетную глубину.

Анализ технических решений обустройства фундаментов показал, что в качестве фундаментов на вечно-мерзлых породах используются: свайные конструкции; столбчатые конструкции; ленточные конструкции; пространственные конструкции, однако наиболее распространенными являются именно сваи. Наиболее популярным и экономически эффективным является I принцип строительства при нем используют методы поддержания грунта в мерзлом состоянии круглый год. Реализация данных методов предполагает применение сезонноохлаждающих устройств (СОУ), которые позволяют избежать оттаивания грунта в летний период.

В случае неравномерного оттаивания грунта конструкция испытывает рост непроектных нагрузок, которые приводят к образованию дефектов. К числу дефектов, обусловленных неравномерными осадками грунта, можно отнести осадки, крен и прогиб [2].

В рамках настоящей работы было произведено исследование параметров напряженного состояния кранового узла Ду 1400 магистрального газопровода при возникновении неравномерных осадок основания. Цифровая модель конструкции кранового узла была смоделирована в конечно-элементном комплексе Ansys. К данной модели применялись различные вариации непроектных перемещений, для каждой из которых была получена схема распределения напряжений во всех элементах конструкции. Итогом моделирования стали графики изменения величины максимального растягивающего напряжения в наиболее

напряженном элементе (Рисунок 1)

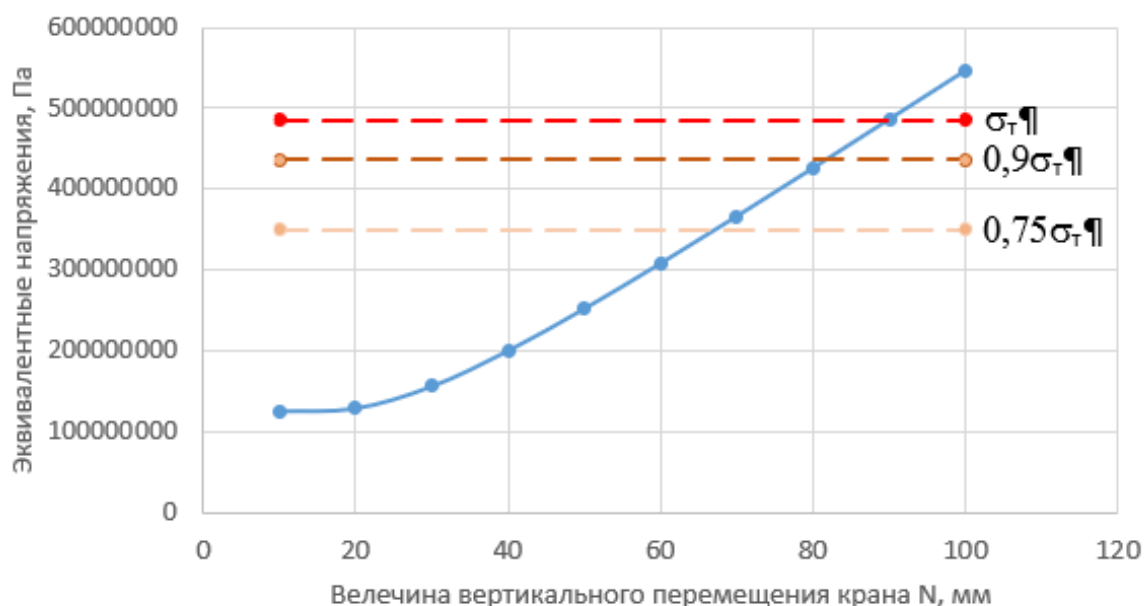


Рисунок 1 - Зависимость величины эквивалентных напряжений в обвязке КУ Ду1400 от величины просадки опоры крана N

Полученный график позволяет определить критическую величину перемещения отдельных опорных точек. Так на представленном рисунке видно, что зафиксированные перемещения крана N, превышающие 90 мм, приведут к росту напряжений вплоть до предела текучести, то есть по факту выведут конструкцию из работоспособного состояния. Такие графики позволяют быстро интерпретировать результаты геотехнического мониторинга (ГТМ), определять работоспособность всей конструкции по зафиксированному перемещению отдельных опорных элементов.

Регулярное проведение ГТМ помогает своевременно выявлять перемещения грунта и оснований конструкций, и разрабатывать мероприятия по их предотвращению. Такой подход позволит быстро принимать решения о необходимости проведения ремонтных работ по восстановлению проектного положения конструкций, а также прогнозировать дальнейшие изменения напряженного состояния кранового узла.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ибрагимов Э.В. Оптимизация устройства оснований и фундаментов в криолитозоне с использованием термостабилизации грунтов: специальность: 05.23.02 – Основания и фундаменты, подземные сооружения: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ибрагимов Энвер Валерьевич; Национальный Исследовательский Московский Государственный Строительный Университет. – Москва, 2020. – 150 с. – Текст: непосредственный.
2. Кузьбожев А.С. Балочные переходы. Методы расчета и реконструкции на стадии эксплуатации трубопровода / А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло, Н.С. Вишневская, М.М. Бердник // учебное пособие. – Ухта, 2013. – 137 с.

АНАЛИЗ ДАННЫХ МОНИТОРИНГА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ И РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ

К.А. Ямлиханова, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа

При составлении технологических режимов работы нефтепроводов необходимо знать физико-химические и реологические свойства нефтей. Для получения достоверной информации при проведении лабораторных исследований производится мониторинг свойств в течение длительного времени.

В работе приведены результаты статистического анализа данных мониторинга свойств нефтей транспортируемых по нефтепроводам Казахстана. Пробы отбирались в течение одного месяца.

Температура потери текучести (T_{nm}) определялась на установке «S.D.M.–530» (Германия), снабженной тремя камерами для поддержания температур 0, минус 17 и минус 34 °С. Плотность нефти (ρ) определяли с помощью нефтяных ареометров в термостатируемых цилиндрах для измерения плотности Technoglass (Голландия). Кинематическую вязкость (ν) определяли с помощью вискозиметра Штабингера SVM3001 (Австрия).

На рисунке 1 приведены графические характеристики изменения кинематической вязкости нефти в зависимости от температуры для семи месторождений.

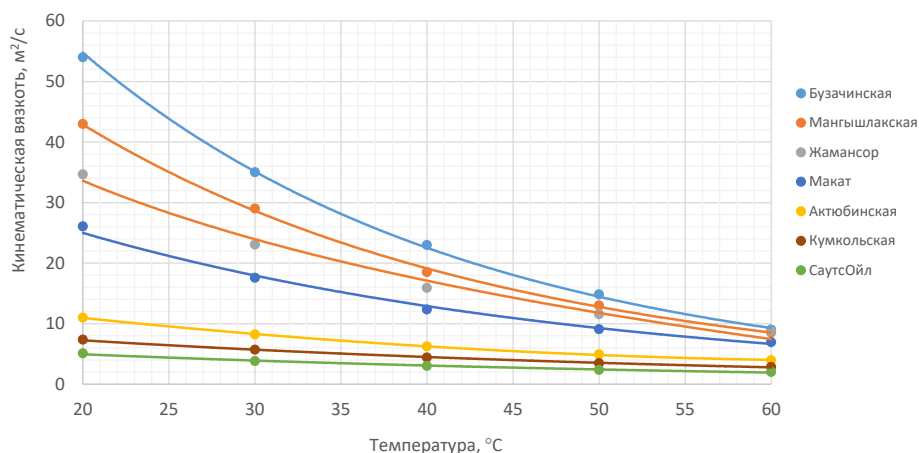


Рисунок 1 – Графики изменения кинематической вязкости нефти в зависимости от температуры для семи месторождений

Для обработки экспериментальных данных использовались методы порядковых статистик и асимптотических координат.

На основе экспериментальных исследований получена аналитическая функция для определения кинематической вязкости нефти (ν) для одного из семи месторождений ($n = 1, 2 \dots 7$) в зависимости от температуры (t):

$$\nu = (-0,0005 \cdot t^2 + 0,67 \cdot t - 1,2091) \cdot ((-0,1281 \cdot n^2 + 2,3508 \cdot n - 0,8441) - (0,6465 \cdot n^2 + 3,4564 \cdot n - 0,8726)) + (0,6465 \cdot n^2 + 3,4564 \cdot n - 0,8726).$$

ОБ ОПАСНОСТИ ДЕФЕКТНЫХ СТЫКОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

А.В. Яровой, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа

Концепция поддержания надежности длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов (МГ) ПАО «Газпром» состоит в своевременной диагностике, оценке степени опасности выявленных дефектов и, при необходимости, их локальном ремонте. По результатам внутритрубной технической диагностики (ВТД) выявляются не только дефекты, но и проводится оценка напряженно-деформированного состояния МГ.

По статистике, основными причинами зарегистрированных аварий за последние 10 лет на МГ ПАО «Газпром» являются дефектные стыки (ДС) (32,1%). По ООО «Газпром трансгаз Уфа» (ГТУфа), ДС составляют - 6,8 % (10858) от их общего количества, и, по данным последнего ВТД увеличились в 2,4 раза. Среди них, согласно основному документу ПАО «Газпром» по оценке работоспособности ДС [1], обладают признаками безусловной отбраковки: 7,4 % (805) по критерию нахождения в зоне упругопластических изгибов (УПИ) с радиусом изгиба менее $1000D_n$ (где D_n – наружный диаметр газопровода); 64,5 % (7004) по критерию «протяженность дефектов больше 1/6 периметра трубы». В то же время такие МГ, эксплуатировались в течение длительного времени (≈ 40 лет) с приемлемой надежностью. ВТД выявляет ДС, и оценивает их по степени опасности по категориям («А», «В» и «С»), аналогичный подход по оценке опасности УПИ.

Оценка степени опасности ДС протяженностью больше 1/6 периметра трубы и распределения напряжений на участках УПИ проводится в рамках третьего (экспертного) уровня, который предполагает проведение шурфового обследования, и механических испытаний образцов из основного металла и кольцевых стыков.

Анализ линейно-высотного положения ЛЧ МГ по данным ВТД, показал, что, начиная от стадии строительства, в процессе запуска и последующей эксплуатации, подземный МГ испытывает, преимущественно, сжимающие напряжения, вследствие чего формируются радиусы изгиба, которые в разных плоскостях переходят друг в друга (в виде «змейки»), а значит, существуют предпосылки для возникновения ненормативных радиусов изгиба. Из этого следует, что:

- участки, с нормативными радиусами изгиба, преимущественно, испытывают сжимающие напряжения, а значит ДС, на таких участках не представляют опасности разрушения, что позволяет не проводить идентификацию в шурфах, в т.ч. протяженных ДС, а также категории опасности «В» и «С», составляющих более 99% от их общего количества;

- опасность представляют ДС на участках УПИ, в зоне растягивающих напряжений, например, ГОСТ 6966-66 по оценке механических свойств стыков, в качестве основного рассматривает именно этот фактор.

В отчетах ВТД, для ДС на участках УПИ, помимо основных параметров

(длина, ширина, глубина, часовая ориентация начала/центра дефекта) дополнительно указываются радиус изгиба и часовая координата максимального растяжения (участка газопровода), что позволяет на стадии анализа отчета ВТД выделять зоны сжатия/растяжения трубы и, соответственно, определять в какой зоне находится ДС. Основываясь на положениях сопротивления материалов, можно отметить, что сжимающие напряжения в зоне расположения дефектов не оказывают существенного влияния на целостность конструкции. Напротив, растягивающие напряжения способствуют зарождению и развитию трещиноподобных дефектов, в т.ч. наиболее опасной категории «А».

В ГТУфа разработано СТО [2], его внедрение сократило объем шурфовых обследований ДС до 152, вместо ≈ 7500 .

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО Газпром 2-2.4-715-2013. Методика оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов. М.: ООО «Газпром экспо», 2014. – 226 с.
2. СТО Газпром Уфа 3.3-1-1497- 2022. Методика оценки степени опасности дефектных кольцевых сварных соединений, выявленных по результатам внутритрубной технической диагностики.

СЕКЦИЯ
«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО
ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

К 60-ЛЕТИЮ КАФЕДРЫ СТ

И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа

В сентябре 2022 года кафедра СТ факультета трубопроводного транспорта УГНТУ перешагнула 60-летний юбилейный рубеж своей истории.

Эту знаменательную дату кафедра встречает, имея достойные достижения, явившиеся закономерным результатом самоотверженного многолетнего труда всего коллектива, всесторонней поддержки со стороны руководства факультета и университета, разнопланового сотрудничества с ведущими нефтегазовыми предприятиями, сохранения тесной связи с выпускниками кафедры разных лет.

Организованная в сентябре 1962 года в Уфимском нефтяном институте кафедра «Сооружение газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз», в 2002 году была переименована в «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», а в ноябре 2021 года кафедра получила свое современное название «Проектирование и строительство объектов нефтяной и газовой промышленности».

Но все эти годы неизменной остается краткая аббревиатура «СТ», ставшая узнаваемым брендом и гарантией высокого качества теоретической и практической подготовки будущих производственников, проектировщиков, научных работников, без участия которых не реализуется ни один крупный проект в области трубопроводного транспорта, как в России, так и за рубежом.

С момента первого выпуска инженеров-механиков в 1964 году из стен кафедры получили «путевку в жизнь» около 5000 специалистов-нефтегазостроителей. Все они с гордостью причисляют себя к дружной семье «СТ-шников» и с неизменной теплотой и благодарностью вспоминают своих преподавателей-наставников.

Становление кафедры СТ, формирование научных и педагогических традиций связаны с несколькими поколениями талантливых организаторов и известных ученых в области трубопроводного транспорта – П.П. Бородавкиным, Л.А. Бабиным, Л.И. Быковым, А.Г. Гумеровым, Р.А. Ждановым, П.Н. Григоренко и многими другими.

Все эти годы кафедра находится в постоянном развитии: самым современным оборудованием оснащаются учебные аудитории и исследовательские лаборатории, реализуются договоры о взаимодействии с ведущими нефтегазовыми предприятиями страны, непрерывно повышается уровень компетенций преподавателей, ведется активное вовлечение в образовательный процесс квалифицированных специалистов профильных организаций.

Потенциальных абитуриентов на кафедру СТ привлекают перспективы индивидуализированного проектного обучения, участия в грантах, проведения реальных исследований и испытаний в лабораторных и промышленных условиях, выездных защит выпускных квалификационных работ в нефтегазовых компаниях, лекций от профильных специалистов, комплекса научных, учебных и социальных мероприятий, тесная связь кафедры с производством, помогающая эффективно решать проблему трудоустройства.

Для руководящих работников и специалистов предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса на кафедре СТ успешно реализуется широкий спектр дополнительных профессиональных образовательных программ повышения квалификации и профессиональной переподготовки.

Кафедра СТ, являясь одной из старейших кафедр Уфимского нефтяного, по праву гордится своими выпускниками, среди которых особо можно отметить десять докторов и 50 кандидатов наук, более 60 человек, удостоенных заслуженных званий республиканского и федерального значения, более пятидесяти выпускников кафедры, ставших руководителями крупных строительно-монтажных предприятий. Многие выпускники нашли свое призвание в ряду крупных экспертов и ведущих ученых в области трубопроводного транспорта нефти и газа в ключевых проектных организациях и коллективах вузов по всей России.

Накопленный опыт в изучении и применении лучших достижений отраслевой науки, постоянное совершенствование учебно-исследовательской базы и повышение уровня компетенций профессорско-преподавательского состава, расширение спектра направлений подготовки бакалавров и магистров, в том числе в области ВМ-проектирования и использования сжиженных природных газов, внедрение инновационных образовательных и научных технологий – все это определяет достойное место нашей кафедры в ряду ведущих выпускающих кафедр УГНТУ.

Наряду с образовательной деятельностью кафедра СТ стремилась также всегда быть на передовом крае отраслевой науки, активно участвовать в научных исследованиях по решению актуальных задач нефтегазовой отрасли. Основными направлениями научно-исследовательской работы ученых кафедры являются:

- исследование действительных условий работы, технологии строительства и ремонта объектов трубопроводного транспорта нефти и газа, в том числе в сложных инженерно-геологических условиях;*
- техническая диагностика, исследование напряженно-деформированного состояния и оценка остаточного ресурса газонефтепроводов, резервуаров и других промышленных объектов;*

- использование инновационных строительных материалов, совершенствование и разработка новых конструкций и конструктивных элементов резервуаров, трубопроводов и нефтегазового оборудования.

К научно-исследовательским работам на кафедре активно привлекаются наиболее способные и талантливые студенты, лучшие из них участвуют в олимпиадах, конференциях, форумах, поощряются именными стипендиями и грантами, публикуются в ведущих отраслевых журналах и, как закономерный итог, становятся кадровым резервом кафедры и факультета.

Отрадно отметить, что дружный коллектив кафедры молодеет с каждым годом, пополняя ряды профессорско-преподавательского состава активной и целеустремлённой молодежью.

Именно наличие сплоченного коллектива единомышленников, бережное сохранение и творческое развитие весомого научного и производственного опыта старшего поколения в сочетании с реализацией амбициозных планов молодых преподавателей по цифровизации и внедрению современных коммуникативных технологий определяет устойчивый вектор развития кафедры СТ, и позволяет нам с обоснованным оптимизмом смотреть в будущее.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Р.Х. Абдрахманов, Р.А. Жданов, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день невозможно представить ведение технологического процесса на объектах нефтяной и газовой промышленности без технологических трубопроводов.

Технологические трубопроводы - это трубопроводы, находящиеся в границах производственных комплексов, по которым перекачивают различное сырье, сжатый воздух, инертные газы, пар, воду, реагенты, нефтепродукты и другие газы и жидкости, которые позволяют вести технологические операции по производству этих же самых продуктов. Технологические трубопроводы состоят из труб и примыкающих к ним деталей, таких как отводы, тройники, переходы фланцы и т.д.

Для того, чтобы правильно и безопасно спроектировать и соорудить технологический трубопровод, необходимо иметь грамотную и корректную нормативно-техническую базу, отвечающую современным требованиям в сфере строительства нефтяной и газовой промышленности. Обеспечение долговечной работы и бесперебойной транспортировки продуктов является очень большой проблемой, что на прямую влияет на безопасность и надежность объекта.

В наследство от Советского Союза мы получили огромный задел в виде нормативно-технической базы, которая позволила воплотить в жизнь множество нефтегазовых проектов. Однако эти требования устанавливались опытным путем при строительстве объектов с применением устаревших на сегодняшний день технологий.

Существует мнение, что ни в проектировании, ни в строительстве технологических трубопроводов не произошло никаких кардинальных изменений. Тем не менее это не так, изменения произошли по всей последовательности проектирования, строительства и эксплуатации систем технологических трубопроводов. За относительно короткий промежуток времени законодательная база изменилась в сторону усиления требований в сфере защиты окружающей среды и ужесточения нормативно-технической базы. [1]

Однако несмотря на ужесточение нормативно-технической базы, в некоторых вопросах проектирования происходит упрощение требований. Так согласно ПБ-00-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических нефтеперерабатывающих производств» дается минимальное время приведения в действие запорных устройств с ручным приводом в 300 секунд. Однако в актуализированной версии данного документа время приведения в действие запорной арматуры предлагается выбрать проектировщику, что ослабляет требования по безопасности эксплуатации опасных производственных объектов, так как никто не отменял человеческий фактор и неизвестно по какому методу был произведен расчет.

Необходим комплексный анализ нормативно-технической документации для выявления ее соответствия и ее актуализации современным требованиям в области проектирования и строительства технологических трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Недзвецкий М.Ю., Маянц Ю.А., Елфимов А.В., Ширяпов Д.И. Научно-техническое сопровождение проектирования и строительства объектов газовой отрасли как фактор снижения инвестиционно-строительных рисков [Электронный ресурс] // Газпром ВНИИГАЗ URL: https://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/c8/712/m.yu.-nedzvetskij_nts.pdf (дата обращения: 05.11.2012).

УДК 622.245.42:620.197.5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕХОДНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО СЛОЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН СКВАЖИН

Р.В. Агиней, О.Н. Ракито, И.А. Алефиров, УГТУ, г. Ухта

В настоящее время остро стоит вопрос необходимости и целесообразности катодной защиты обсадных колонн добывающих скважин от коррозии. Существует большое количество факторов, оказывающих влияние на работу станций катодной защиты и цепь катодной защиты в целом.

В цепи катодной защиты можно условно выделить следующие сопротивления: сопротивление дренажных анодной и катодной линий (сопротивление подводящих кабелей), сопротивление грунта, переходное сопротивление растеканию анодного заземления, переходное сопротивление на границе труба-грунт, переходное сопротивление цементного слоя. Представленные выше сопротивления определяются расчетным путем или экспериментально (таблица 1).

Таблица 1 – способы определения сопротивлений в цепи тока катодной защиты

Параметр	Обозначение	Способ определения
Сопротивление дренажной линии	$R_{др}$	$R = \rho \cdot \frac{l}{S}$
Сопротивление грунта	$R_{гр}$	Экспериментально по четырехэлектродной схеме
Сопротивление растеканию анодного заземления	R_p	$R_p = \frac{\rho_r}{2\pi l_3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_3}{d_3} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot h + l_3}{4 \cdot h - l_3} \right)$
Переходное сопротивление трубопровода	$R_{п}$	$R_{п} = \frac{\rho_r \cdot D_m}{2} \cdot \ln \frac{0.4 \cdot R_p}{D_m^2 \cdot H_m \cdot R_m}$

При проведении численного моделирования установлено, что переходное сопротивление цемента может влиять на распределение защитного потенциала. Однако, в нормативных документах, регламентирующих проектирование систем противокоррозионной защиты сопротивление цемента не учитывается в расчетах, его значения никак не регламентируются. Кроме того, нет и методики измерения переходного сопротивления цемента. Таким образом, актуальной является задача измерения переходного сопротивления цемента. В соответствии с ГОСТ 9.602-2016 «Сооружения подземные. Общие требования к защите

от коррозии» существует методика измерения переходного сопротивления защитных покрытий, в соответствии с которой переходное сопротивление рассчитывается по формуле:

$$R_{icp} = \frac{S}{n} \sum_{i=1}^n \frac{U_{ij}}{I_{ij}} \quad (1)$$

где S – площадь контакта образца с раствором;

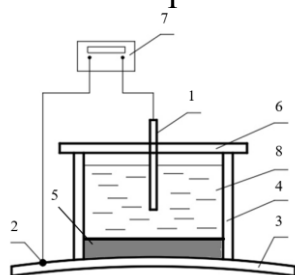
n – количество образцов

U_{ij} – падение напряжения на измеряемом слое;

I_{ij} – сила тока в цепи.

Для измерения переходного сопротивления цемента в соответствии с методикой была собрана установка, схема которой представлена на рисунке 1.

На предварительно зачищенный металл устанавливают пластиковый цилиндр и заделывают швы герметиком. После застывания герметика в цилиндры заливают раствор цемента, после застывания поверх цемента заливают 3% раствор хлорида натрия. Для обеспечения проведения измерений было собрано несколько установок с различной толщиной цементного слоя.



1 – графитовый стержень, 2 – место контакта металла и омметра, 3 – металл трубы, 4 – корпус, 5 – бетонный раствор, 6 – крышка, 7 – омметр, 8 – 3% раствор NaCl

Рисунок 1 – Схема измерения переходного сопротивления

Сопротивление измерялось 1 раз в сутки в течение недели. В результате проведенных измерений были получены следующие графики зависимости сопротивления слоя от времени, рисунок 2.

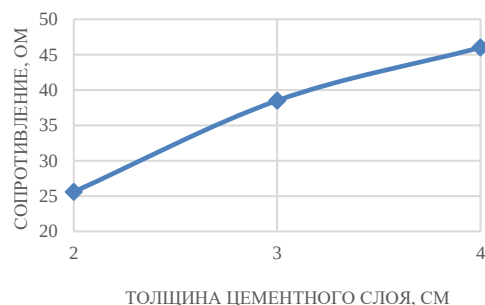
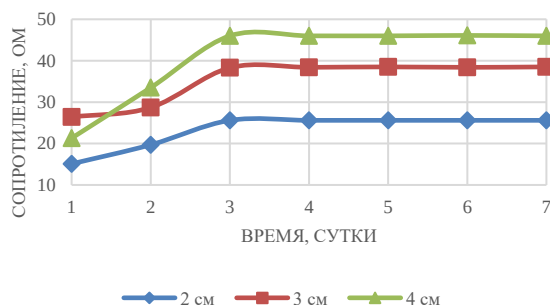


Рисунок 2 – Графики зависимости сопротивления цементного слоя от времени (слева) и толщины (справа)

По графикам видим, что в начальный период после заливки раствора сопротивление нестабильно и постепенно растет. При этом в определенный момент времени более толстый слой цемента может давать меньшее сопротивление в связи с разным временем застывания цемента для различной толщины слоя.

В результате работы установлено, что переходное сопротивление цементного слоя является относительно малым и практически не влияет на распределение защитного потенциала по глубине скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Катодная защита обсадных колонн нефтяных скважин: учебное пособие / С. А. Долгих [и др.]; Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань: Изд-во КНИТУ, 2018. – 200 с.

УДК 539.3

СЕЙСМОЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПОМОЩИ СИСТЕМ С КВАЗИНУЛЕВОЙ ЖЕСТКОСТЬЮ НА ОСНОВЕ ПНЕВМОПРУЖИН

И.З. Аллабердин, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день все больше трубопроводов прокладываются в зонах с повышенной сейсмической опасностью. Это северо-восток Сахалина, прилегающие к нему участки шельфа, а также некоторые районы пролегания нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан». Кроме того, сейсмическая активность может проявляться и в тех регионах, в которых она ранее не наблюдалась, например, в 1994 и 1995 годах в Пермском крае произошли землетрясения магнитудой в 7 баллов. [1]

Удары и воздействия в сейсмических районах играют исключительную роль в современной системе трубопроводного транспорта, в частности при перекачке продуктов по магистральным трубопроводам. Для защиты трубопроводов от сильных ударов и продольных воздействий целесообразно применять пассивные системы, как наиболее простые и экономически оправданные. Характерно, что упругодемпфирующие устройства, предназначенные для защиты от ударов и воздействий во время землетрясения, не обеспечивают полную защиту от перемещений из-за воздействий, так как для этого нужен значительный «ход» системы. Поэтому для защиты необходимо особые системы с большим ходом, для обеспечения соответствующего требования для эксплуатации. Одной из таких систем является система с квазинулевой жесткостью. [2]

Согласно действующим нормативным документам, на участках пересечения трассой трубопровода активных тектонических разломов необходимо применять надземную прокладку. Сейсмические воздействия в виде сейсмических волн могут иметь любое направление в пространстве. Для расчета надземного нефтепровода должны рассматриваться сейсмические волны, действующие вдоль оси нефтепровода и по нормали к продольной оси нефтепровода, как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскостях. [1]

Однако опоры, обеспечивающие перемещение трубопровода в вертикальном направлении, еще недостаточно изучены и разработаны. Создание опор линейной части трубопровода в пространстве, является актуальной задачей.

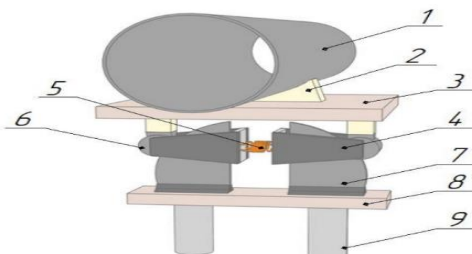
Конструкция подходящий под требования большого «хода» будет являться система с квази нулевой жесткостью. За основу демпфирующего устройства возможно принять пружины либо пневмопружины на направляющих, для обеспечения подвижности трубопровода в вертикальном направлении.

При использовании пружин возникает большая проблема с их подбором. Для удержания трубопровода нужна пружина с очень большой жесткостью. Данный вопрос был разобран студентом в своей дипломной работе «Устойчивость трубопроводов, прокладываемых в условиях многолетнемерзлых грунтов при помощи систем с квази нулевой жесткостью». Для защиты трубопровода диаметром 1020 мм были подобраны пружины, которые представлены в таблице 1.[3]

Таблица 1 Параметр подобранных пружин

№	d, мм	Dн, мм	Dвн, мм	n, шт.	SЗ, мм	C, Н/м
1	39	290	212	6	251,5	239,2
2	30	206	146	9	236,3	161,95

Как мы видим, что пружины с такой жесткостью найти будет очень сложно и использовать их в сейсмозащите трубопроводов будет проблематично. Для каждой новой местности нужно будет покупать и устанавливать другие по своей характеристике пружины. Конструкция с пружинами предоставлена на рисунке 1.



1 – трубопровод, 2– опора, 3,8 – ростверк, 4- кожух металлический, 5 – пара пружин, 6 – ролик, 7– направляющая, 9 – свая

Рисунок 1 – Конструкция сейсмозащиты на пружинах

При использовании пневмопружины, возможно будет обойти ряд проблем возникшие при анализе обычных пружин. Настроить определенную жесткость в пневмопружины будет легче, изменив давление в цилиндре и установив его на направляющие, вместо поиска необходимых пружин с необходимой характеристикой.

Таким образом, разработка новой конструкции сейсмозащиты трубопроводов при помощи систем с квази нулевой жесткостью на основе пневмопружины, обладающей, в отличие от обычных пружин, высокой применяемостью в различных районах, будет задачей для дальнейшего исследования и наработки материалов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Валеев А.Р. Уменьшение динамических воздействий на объекты магистральных нефтегазопроводов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19. – УГНТУ, Уфа, 2013 – 180 с.
2. Зотов А.Н. Динамика виброзащитных систем нефтепромыслового оборудования с использованием эффекта квазиулевого жесткости: дис. ... док. техн. наук: 05.02.13; 01.0206. – УГНТУ, Уфа, 2010 – 351 с.
3. Фаткуллина Г.Ж. Устойчивость трубопроводов, прокладываемых в условиях многолетнемерзлых грунтов при помощи систем с квазиулевого жесткостью: диплом: 21.03.01. – УГНТУ, Уфа, 2022 – 75 с.

УДК 621.644.01

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА В РЕЗУЛЬТАТЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С ГРУНТОМ В СЕЙСМИЧЕСКИХ ОПАСНЫХ ЗОНАХ

Ш.А. Арыслангалиев, Д.Р. Сайранова, 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 сейсмоопасных регионах. Действие сейсмических подвижек земной коры может привести к возникновению дополнительных нагрузок, что, как следствие, ведет к отказам и аварийным ситуациям.

Основной целью исследования является моделирование поведения магистрального трубопровода, подверженного динамическому воздействию от землетрясения.

Задачи исследования:

- 1) Разработка с помощью метода конечных элементов 3D модели «трубопровод-грунт»;
- 2) Анализ механических процессов на стыке трубопровода и грунта;
- 3) Изучение скоростного поведения грунтового массива при подвижках в зонах тектонических разломов;

Для анализа была выбрана упруго-вязкая модель подземного трубопровода в грунте при воздействии сейсмических волн.

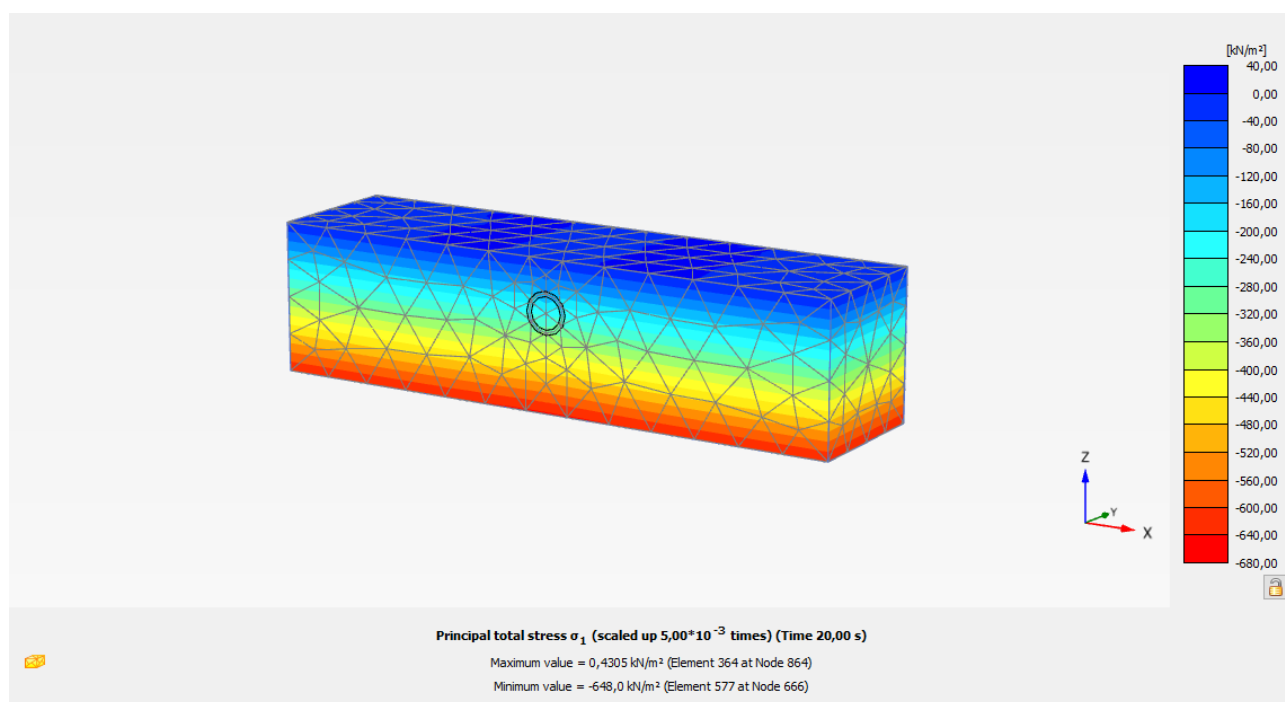


Рисунок 1 – Главные напряжения системы «трубопровод-грунт» при землетрясении

В дальнейших работах планируется более подробное изучение особенностей теорий расчета трубопровода, подверженного динамическим нагрузкам, рассматривающих сейсмическое воздействие как колебательное явление, так и квазистатический процесс, создание модели в программном комплексе PLAXIS 3D с учетом реальных инженерных изысканий и существующих трехкомпонентных акселерограмм землетрясений.

Результатом исследования является выявление функциональных зависимостей прочностных характеристик от сейсмических нагрузок, а также научно-технических решений по контролю напряженно-деформированного состояния магистральных трубопроводов в зонах тектонических разломов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ларионов В.И., Гумеров Р.А., Новиков П.А., Фролова Н.И., Зайнуллина С.Р. Анализ риска аварий магистральных трубопроводов на сейсмоопасных участках. Нефтегазовое дело. Транспорт, хранение нефти и газа 2016 т. 14, №4, стр. 82-86.
2. Напетваридзе, Ш.Г. Сейсмостойкость магистральных трубопроводов и специальных сооружений нефтяной и газовой промышленности / Ш.Г. Напетваридзе, А.С. Гехман, В.В. Спиридонов. – М.: Наука, 1980. – 171 с.
3. Бородавкин П. П., Подземные магистральные трубопроводы. Проектирование и строительство, М.: Недра, 1982, 384 с.
4. Герсеванов, Н.М. Основы динамики грунтовой массы / Н.М. Герсеванов. – Л.: Стройиздат, 1937. – 242 с.

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ЗАРУБЕЖНЫХ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ

А.З. Ахметов, И.Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день, как никогда, является актуальным вопрос об импортозамещении программных комплексов и иных сервисов. Продукты иностранного производства применяются на регулярной основе и помогают в решении многих производственных задач, связанных с проектированием и моделированием, в том числе объектов трубопроводного транспорта. Осуществить строительство трубопровода, здания или емкости без применения программных комплексов уже на этапе проекта является невозможным.

В настоящее время одними из основных программ для проектирования являются САД-системы, но их применение осложняется некоторыми обстоятельствами. В связи с санкциями, наложенными на Российскую Федерацию, есть вероятность приостановки работы зарубежных программных комплексов на территории РФ. Это ставит под угрозу производственные процессы ведущих нефтегазовых компаний.

В работе выполнен анализ эффективности современных российских программных комплексов, предлагаемых на замену зарубежным. Рассмотрим современный российский аналог «AutoCAD» – программа для проектирования «MODEL STUDIO», при ее разработке использовалась графическая часть российского разработчика «Нанософт». При составлении техзадания во внимание были взяты такие части, как переработка только базы данных трубной продукции и строительных опор.

Применение базы данных зарубежного комплекса считалось нецелесообразным, ввиду отсутствия актуальности некоторых элементов. Фитинги, арматура, фланцы при разработке изначально не предусматривались, что не позволяло полноценно внедрить ПО в производственный процесс. Однако, пересмотрев техническое задание, было принято решение дополнить разрабатываемый перечень. Разработаны следующие элементы:

- опоры, применение которых встречается реже, но они являются частью типовых проектов;
- арматура с актуализированными требованиями и параметрами. Данный перечень прорабатывался напрямую с заказчиком;
- трубопроводы с расширительными элементами (раструбами) – графика подверглась корректировке.

Экономическая составляющая перехода на российский программный комплекс является важнейшим фактором, определяющим целесообразность.

В результате исследования было определено, что экономический эффект отказа от лицензирования и подписок на зарубежное программное обеспечение в прогнозе на 5 лет является положительным с учетом затрат на разработку и обучение специалистов.

1. Проект по импортозамещению иностранных САПР в крупной нефтегазовой компании
URL: <https://rusapr.ru/>

УДК 621.644.073

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ УВЕЛИЧЕНИЯ РЕСУРСА ЛИНЕЙНО-ПРОТЯЖЕННЫХ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

З.А. Бешерян, УГНТУ, г. Уфа

Современное состояние отрасли трубопроводного транспорта характеризуется увеличением объёмов проектирования и строительства надземных магистральных трубопроводов (МТ) в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. Повышение ресурса линейно-протяжённых МТ является актуальной задачей.

Для наглядного рассмотрения данную задачу можно представить в виде условной диаграммы (рисунок 1), где начальными параметрами будут силовые факторы, воздействию которых подвергаются МТ в процессе их эксплуатации. К основным таким факторам при надземной прокладке относятся: внутренне давление (p), изменение температуры стенки трубопровода (Δt) и вес единицы длины трубопровода с учетом приложенных постоянных и временных нагрузок и воздействий ($q_{тр}$).

Указанные силовые факторы будут формировать напряжённо-деформированное состояние (НДС) трубопровода. Допускаем, что значения p , Δt и $q_{тр}$ обусловлены режимом и условиями эксплуатации МТ, поэтому являются объективными по условию задачи. При этом для оценки НДС МТ будут представлять интерес как максимальные значения (max), так и характер изменения (Δ) данных силовых факторов.

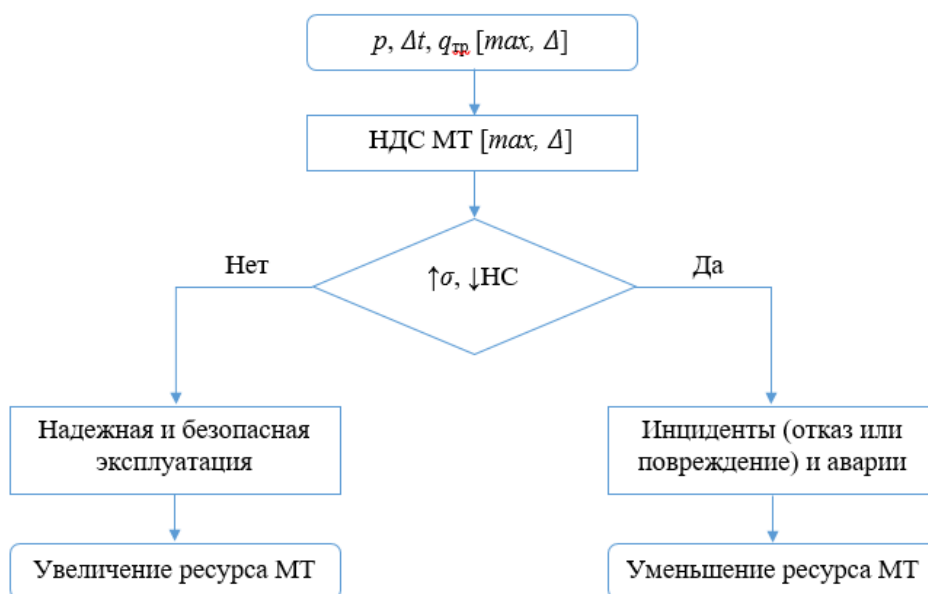


Рисунок 1 – Алгоритм к рассмотрению поставленной задачи

В свою очередь, от уровня ($\max$) и характера изменения (Δ) НДС будет зависеть эксплуатационная надежность, безопасность и итоговый показатель – ресурс МТ, то есть его наработка от начала ввода в эксплуатацию до наступления предельного состояния.

Многолетняя доказательная база науки и техники позволяет утверждать, что чрезмерно высокие напряжения в трубопроводе ($\uparrow\sigma$) и снижение несущей способности ($\downarrow\text{НС}$) конструкции приводят к инцидентам и авариям – к уменьшению ресурса МТ. Так, например, в работе [1] указано, что снижение напряжения на 25% приводит к увеличению ресурса изделия более чем в 2 раза. Причём увеличение напряжения и уменьшение НС в ходе эксплуатации МТ взаимосвязаны.

В частности, от напряжённого состояния металла труб зависят (при наличии дефектов на стенке труб) параметры трещиностойкости сталей труб. С ростом напряжения на стенках труб уменьшается сопротивляемость металла труб разрушению. Увеличение напряжений до предела текучести и более приводит к значительным деформациям металла, особенно в области концентраторов напряжений. Более половины аварий на трубопроводах связаны с накоплением повреждений в металле трубы и сварных швах, которые более интенсивно происходят на перенапряженных участках [1].

На основании изложенного можно сделать вывод, что для решения поставленной задачи при надземной прокладке линейно-протяженных трубопроводов необходимо предусмотреть такие мероприятия и конструктивные решения, которые при заданных силовых факторах позволяют уменьшить напряжения или обеспечить равномерное распределение наибольших напряжений в конструкции за счет определения оптимальных конструктивных параметров из условия минимизации НДС. При этом в числе критериев оптимальности важно учитывать экономичность и реализуемость предложенных решений в сложных климатических условиях [2]. Некоторые оптимальные конструктивные решения для линейно-протяженных МТ с различными формами компенсационных блоков и рекомендации по минимизации их НДС более подробно изложены в работах [3-5].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гумеров, А. Г. Реконструкция линейной части магистральных нефтепроводов / А. Г. Гумеров, Х. А. Азметов, Р. С. Гумеров. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 308 с.
2. 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.
3. 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.
4. Кантемиров И.Ф., Быков Л.И., Бешерян З.А., Соколова В.В. Оценка напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различных коэффициентах трения (на английском языке) // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. – №. 2 (124). С. 80-90.

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

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРОКЛАДКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ И СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ИХ СООРУЖЕНИИ

Р.Г. Бикмасов, А.М. Ревазов,

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

В результате сооружения, а также последующей эксплуатации систем трубопроводного транспорта в условиях Крайнего Севера невозможно избежать процесса «вживления» их техногенных элементов в естественную природную среду, что непосредственным образом сказывается на температурном режиме мерзлотных почв. В свою очередь оттаивание и промерзание мерзлых грунтов может сопровождаться такими процессами, как пучение, осадка, термокарст, солифлюкция и др., что сильно осложняет обеспечение проектного положения трубопроводов и самым негативным образом сказываются на их техническом состоянии [3].

В настоящее время необходимы новые конструктивные решения, которые могли бы позволить уменьшить техногенное воздействие, создаваемое трубопроводами на многолетнемерзлый грунт, с учетом минимальных затрат на их строительство и последующую эксплуатацию. Выбор способа прокладки трубопровода — достаточно сложная задача.

Подземная прокладка. Подземная прокладка на вечноммерзлых грунтах предусматривается на грунтах, которые не теряют при оттаивании несущей способности или дающих осадки в пределах допустимых. При подземной прокладке происходит минимизация теплового воздействия на трубу от окружающего воздуха, благодаря чему сводятся к минимуму экологические последствия от возможных аварий и объем разрушений от них соответственно. Однако, при подобном способе прокладки трубопроводов возникает необходимость в разработке большого объема мерзлого грунта, что отрицательно сказывается как на надёжность, так и долговечность сооружений в виду нарушения естественного природного состояния многолетнемерзлых грунтов в их основании. Силовое взаимодействие подземных магистральных трубопроводов с грунтами при их эксплуатации в условиях Крайнего Севера, может приводить к существенным немонотонным деформациям металла труб и, в конечном счете — к аварийным ситуациям, обнаружение и устранение которых крайне осложнено в зимних условиях [1].

Наземная прокладка. Данная прокладка целесообразна только при условии минимального вторжения в грунтовый массив, поэтому менее распростра-

нена в условиях многолетнемерзлых грунтов. Кроме того, существует большой риск частых аварий и отказов, которые связаны с оттаиванием верхнего слоя мерзлого грунта в летнее время, что вызывает постепенное погружение трубопровода в грунт. Кроме того, нередко случаи обледенения поверхности трубопровода при отрицательных температурах в зимнее время, в результате чего создаются значительные дополнительные нагрузки [2].

Надземная прокладка. Данный способ прокладки трубопроводов позволяет снизить негативные последствия техногенного действия, благодаря чему удается избежать процесса оттаивания грунта в ходе эксплуатации магистрального трубопровода и изменения его проектного положения впоследствии. Данный способ прокладки трубопроводов представляет собой ряд эксплуатационных преимуществ, таких как: обеспечение высокой надежности; простота проведения наблюдения за трубопроводом; заметное облегчение осуществления ремонтных и профилактических работ; минимизация влияния мерзлотно-геологических процессов; возможность беспрепятственного естественного стока поверхностных вод вблизи трубопровода.

Во избежание аварийных ситуации, необходимо предусмотреть комплекс защитных мер, ограничивающих воздействия опасных факторов и обеспечивающих надежную эксплуатацию трубопровода, в том числе: осуществление поверхностного водоотвода; проведение работ по укреплению русловых и пойменных частей на местах пересечения водотоков; осуществление мер защиты от деятельности поверхностной эрозии и суффозионных процессов в мерзлых грунтах обратной засыпки траншеи магистрального трубопровода; использование средств термостабилизации грунтов основания трубопровода [4].

Таким образом, в данной статье были рассмотрены способы строительства магистральных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов. Рассмотрены основные факторы, осложняющие строительство, а также представлен комплекс технических решений и устройств, позволяющих минимизировать воздействие техногенной среды трубопровода на естественную среду грунта. Выбор способа прокладки необходимо делать на основании технико-экономических расчетов и безусловном выполнении требований экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аликов, С.А., Кожаева, К.В. Совершенствование технологий строительства подземных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов // В книге: Материалы IX Международной молодежной научной конференции «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса». 2019. С. 11-12.
2. Анисимов, В. В., Криницын, М. И. Строительство магистральных трубопроводов в районах вечной мерзлоты. – М.: Госстройиздат, 1963. – 147 с.
3. Механика грунтов, основания и фундаменты: учебник / Л. Н. Шутенко, А. Г. Рудь, О. В. Кичаева. – Харьков: ХНУГХ им. А. Н. Бекетова, 2015. – 501 с.
4. Стрижков С.Н. Повышение надежности геотехнических систем с использованием сезонно-действующих охлаждающих устройств. Научнотехнический и производственный журнал «Геотехника». 2015. № 6. С. 34-41.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СОУ В УСЛОВИЯХ КЛИМАТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ ПРИРОДНОГО ХАРАКТЕРА¹Г.Г. Васильев, ²А.А. Джалябов, ¹И.А. Леонович¹РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва²ООО «Газпром добыча Ноябрьск», г. Ноябрьск

При строительстве элементов инфраструктуры площадочных объектов добычи и транспорта природного газа на участках распространения ММГ их использование в качестве оснований в основном осуществляется по первому принципу – сохранение мерзлоты как в процессе строительства, так и в процессе эксплуатации. Нарушение условий эксплуатации грунта в мерзлотном состоянии может привести к крайне негативным последствиям природного и техногенного характера [1]. Типовым техническим решением для реализации данного принципа является применением различных конструкций сезоннодействующих охлаждающих устройств (далее – СОУ), обзор таких систем выполнен в работах [2].

По оценкам значительного числа ученых [3] и международных климатических организаций, в России идут активные процессы потепления климата, особенно сильно выраженные в северных широтах [4] российского севера. Такие климатические изменения могут нанести значительный ущерб мерзлотному состоянию грунта и привести к его растеплению, что приведет к значительному снижению несущей способности грунта [5].

Было выполнено моделирование мерзлотного состояния грунта с применением программного комплекса Борея 3D. Основной задачей моделирования являлась построения прогноза динамики состояния ММГ на период с 2011 до 2051 год применительно к участку ММГ, параметры которого соответствуют типовой геокриологической картине полуострова Ямал. Вариантная проработка включала варианты стабильного климата, ежегодного потепления на $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ежегодного потепления на $0,25\text{ }^{\circ}\text{C}$, при этом рассматривалась возможность изменения геокриологической картины участков ММГ в естественном состоянии (без применения СОУ), с применением СОУ и вариант с обеспечением работы СОУ в летний периода.

Расчетные модели, предложенные в работе, направлены на оценку изменения режима работы СОУ при различных вариантах развития климатической картины северных регионов России. Результаты моделирования показали, что эффективность СОУ будет снижаться по мере изменения климата. Модель с трендом потепления $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ в год демонстрирует масштабное растепление ММГ за 30 лет эксплуатации, что крайне негативно скажется на несущей способности любых свайных оснований. Наличие СОУ замедляет тенденцию растепления, позволяет почти в 2 раза сократить масштаб растепления грунта, понизить температуру массива ММГ на $1-1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, но не останавливает этот процесс. Модель с трендом $0,25\text{ }^{\circ}\text{C}$ в год (для оценки наихудшего сценария) демонстрирует катастрофическое растепление ММГ к 2050 году, наличие СОУ незначительно замедляет такое растепление, но значимого влияния не оказывает.

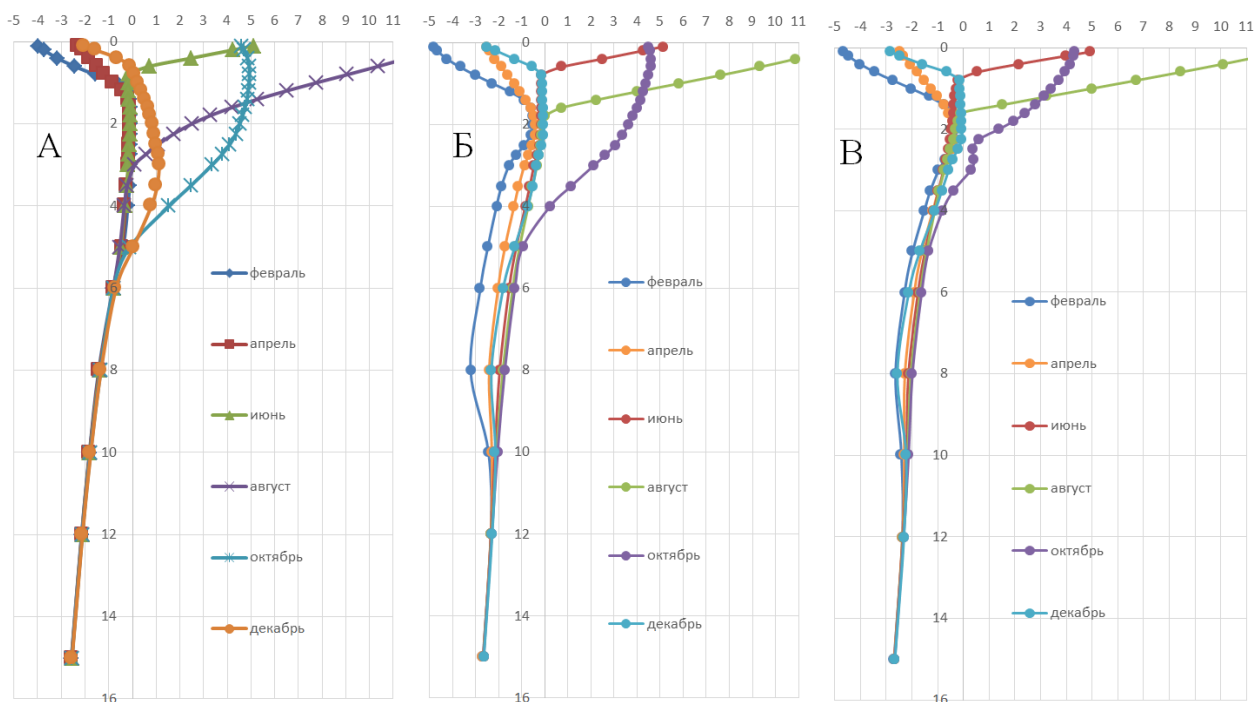


Рисунок 1 – Состояние мерзлого грунта для модели потепления $0,1^{\circ}\text{C}$ на 2050 год (А – при отсутствии СОУ, Б – при наличии СОУ по данным термометрической скважины №1, В – при использовании в варианте перевода СОУ на работу в теплое время года)

Эффективным решением для сохранения ММГ могли бы стать системы принудительного круглогодичного охлаждения, построенные на различных промышленных холодильных машинах, однако использование их для модернизации существующей инфраструктуры СОУ практически невозможно ввиду значительного количества индивидуально установленных СОУ и большой площади их установки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Yakushev V. S., Semenov A. P., Bogoyavlensky V. I., Medvedev V. I., Bogoyavlensky I. V. Experimental modeling of methane release from intrapermafrost relic gas hydrates when sediment temperature change. *Cold Regions Science and Technology*, 2018, vol. 149, pp. 46—50. DOI: 10.1016/j.coldregions.2018.02.007;
2. К вопросу выбора оптимальных систем термостабилизации грунтов при строительстве в криолитозоне / Колосков Г.В., Ибрагимов Э.В., Гамзаев Р.Г. // *Геотехника*. 2015. № 6. С. 4-11;
3. Исследование влияния климатического фактора на динамику мерзлотного состояния оснований объектов нефтегазового комплекса / Васильев Г.Г., Джалябов А.А., Леонович И.А. // *Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина*. 2021. № 3 (304). С. 67-79;
4. Anisimov, O. & Kokorev, Vasily. (2016). Cities of the Russian North in the Context of Climate Change. 10.2307/j.ctvswx6s0.12;
5. Vasiliev, G. G., Dzhajabov, A. A., & Leonovich, I. A. (2021). Analysis of the causes of engineering structures deformations at gas industry facilities in the permafrost zone. *Journal of Mining Institute*, 249, 377-385. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.6>.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА КРИОГЕННЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Э.М. Габдуллина, И.Ф. Махмудова, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа

Для повышения надежности трубопровода необходимо особое внимание уделять подбору теплоизоляционного покрытия. Существуют определенные требования, которые необходимо выполнять при выборе подходящего изоляционного материала, например: низкая теплопроводность, низкая плотность, водонепроницаемость, высокая ударопрочность, экономичность, простота монтажа и обслуживания.

В настоящее время в качестве теплоизоляции для криогенных трубопроводов применяются следующие материалы:

- вакуумная теплоизоляция;
- вспученный перлитовый песок;
- аэрогель;
- изоляция жесткими материалами (пенополиуретановая, полиизоциануратовая);
- изоляция на основе вспененных полимеров [1].

Целью данного исследования является выявление наиболее эффективной и рациональной теплоизоляции, используемой при перекачке сжиженных газов.

Для достижения данной цели необходимо выполнение следующих задач:

- анализ характеристик теплоизоляционных материалов, применяемых на криогенных трубопроводах;
- анализ потерь газа от испарений в зависимости от эффективности теплоизоляционного покрытия;
- расчет и сравнение затрат на потребление энергоресурсов, используемых на производстве сжиженных газов;
- расчет экономически эффективной толщины теплоизоляционного покрытия;
- сравнение теплопритоков для трубопроводов с различными диаметрами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Криогенная изоляция: виды и особенности [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.aerogel-russia.ru/poleznoe/kriogennaya-izolyaciya.html> (дата обращения 23.10.2022).

БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ХРАНЕНИИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

В.С. Галанов, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа

В последнее время сжиженный природный газ (СПГ) стал активно использоваться не только для экспорта, но и на территории России. В 2019 году был введен в эксплуатацию завод Криогаз-Высоцк, который будет снабжать га-

зом Калининградскую область [1]. 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 нефтегазовой сфере, что является одной из наиболее важных проблем, так как возникновение чрезвычайных ситуаций, вызванных разливом или воспламенением продукта, которое приводит к большим экономическим и экологическим потерям, а в некоторых случаях возможны летальные исходы.

Проведенный анализ публикаций показывает, что хранилища СПГ менее пожароопасны, чем хранилища нефти или нефтепродуктов. Связано это со свойствами воспламенения метана [3]. Но утечка продукта из хранилища СПГ имеет другие негативные последствия, например, хрупкое разрушение материалов, обморожение тканей человека и воздействия ударной волны, вызванное тепловым расширением газа. Утечка СПГ является следствием разгерметизации хранилища, а причиной утечки может стать ролlover – это резкое увеличение давления парогазовой фазы под крышей резервуара вследствие расслоения сжиженного природного газа.

Способы предотвращения ролловера можно разделить на группы [4]:

- раздельное хранение продукта;
- заполнение и перемешивание с использованием эффекта плавучести;
- перемешивание продукта после заполнения с использованием насосов;
- перемешивание с использованием барботажа;
- механическое перемешивание.

В ходе изучения научной литературы и публикаций, ни в одной классификации не было встречено оборудование, которое перемешивает жидкость внутри путем вращения резервуара. В исследовании [5] выявлено, что сроки наступления ролловера – от 24 часов, следовательно, если перемешивать сжиженный природный газ раз в сутки, то это значительно снизит вероятность возникновения такого негативного эффекта, как ролlover, тем самым повысит уровень безопасности хранилищ 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: 31.10.2022.
3. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы (Liquified Petroleum Gases). – М: Изд. «Нефть и Газ», 2009. – 640 с.
4. Ханухов Х.М., Алипов А.В., Четвертухин Н.В., Коломыцев А.В., Шигапов Р.Р. Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2017. № 1 (29). С. 249-258.
5. "Финансовый менеджмент. Ресурсоэффективность и ресурсосбережение" URL: <https://studentopedia.ru/tovarovvedenie/finansovij-menedzhment-resursoeffektivnost-i-resursosberezhenie--organizacionno-tehnicheskaya.html> (Дата обращения 30.10.2022).

МЕТОД РАССТАНОВКИ ПРОТЕКТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ НА ПЕРЕСЕЧЕНИИ С ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Т.Р. Галиев, УГНТУ, г. Уфа

Коррозию трубопроводов можно с уверенностью назвать одной из самых распространенных проблем в трубопроводном транспорте. Для большинства случаев коррозии существуют точные решения по способу защиты от нее, но иногда встречаются ситуации, при которых стандартные методы защиты бывают малоэффективны, поэтому повышение эффективности коррозионной защиты является актуальной задачей при транспортировке нефти.

Существует много источников коррозии трубопроводов. В работе нас интересует электрохимическая коррозия на пересечении с ЛЭП. 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 [1]. Также с опор ЛЭП в почву стекает ток, который увеличивает агрессивность среды и более пагубно влияет на трубопровод.

В последнее время для защиты подземных трубопроводов от коррозии, вызываемой токами на пересечении с ЛЭП, в основном используют протекторную защиту, совмещенную с катодной. Недостатком протекторной защиты является то, что на пересечении с ЛЭП в трубопроводе могут возникать настолько большие электрические напряжения (например, во время атмосферных перенапряжений), что протектор не справляется и перестает выполнять свои задачи.

Для того чтобы решить эту проблему, в работе предлагается использовать более эффективный метод расстановки заземлителей, в котором принимать электрическую цепь в почве будет заземлитель (медный) с электродным потенциалом больше чем у металла ТП, и уже от этого заземлителя электрическая цепь будет проходить по ТП к заземлителю (магниевоу) с электродным потенциалом меньше чем у металла ТП, не задерживаясь на самом трубопроводе. С помощью такого метода создается более полноценная электрохимическая защита, способная выдерживать напряжения больших значений.

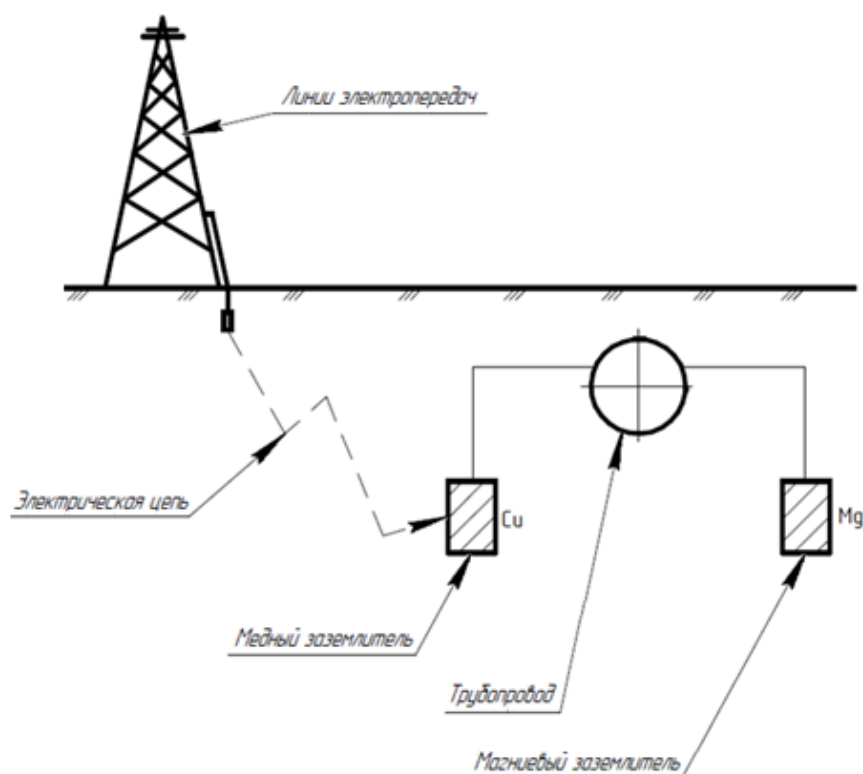


Рисунок 1 – Защита трубопровода от коррозии на пересечении с ЛЭП

Предполагается что данный способ повысит 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 622.692.4.07

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ БЕРЕГОУКРЕПИТЕЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЙ НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ ТРУБОПРОВОДОВ

М.У. Гизулин, УГНТУ, г. Уфа

Развитие трубопроводного транспорта углеводородов заключается в совершенствовании и оптимизации способов строительства объектов трубопроводного транспорта. Обеспечение бесперебойной и безопасной работы трубопроводов, а также повышение их долговечности заключается в применении новых, более совершенных конструкций сооружений и технологий строительства.

В строительстве и эксплуатации подводных переходов трубопроводов важное значение имеют берегоукрепительные сооружения, которые используются для защиты дна и берегов от размыва, а также для обеспечения проектного залегания трубопровода. Размыв береговой линии водного препятствия может вызвать оголение трубопровода, которое в свою очередь может привести его к критическому состоянию. Около 67 % подводных переходов трубопроводов построены траншейным методом и вследствие своей конструкции они подвер-

жены недостатку, связанному с размывом и всплыванием уложенного под водой трубопровода [1], [2].

В настоящее время существуют различные конструкции берегоукрепительных сооружений, используемые на подводных переходах трубопроводов. Каждая конструкция в свою очередь имеет свои определенные преимущества, так и недостатки. В некоторых случаях, например, возможно образование коррозионных процессов на арматуре в случае использования железобетонных плит. Недостатки существующих конструкций могут привести к смещению берегоукрепительного сооружения относительно своего проектного положения, что соответственно скажется на сроке службы трубопровода. Также каждая из разновидностей берегоукрепительных сооружений подвержена воздействию гидродинамического потока воды, воздействие которого по истечению некоторого времени приводит к разрушению берегоукрепления и трубопровода. Поэтому важно находить новые способы укрепления данных конструкций.

В связи с вышесказанным, решение проблемы может быть получено повышением надежности берегоукрепительных сооружений путем совершенствования их конструкции. В частности, предлагается возможность применения инъектированного грунта при строительстве берегоукреплений, что в свою очередь, положительно скажется на их надежности.

Предложенный метод закрепления грунтов инъектированием заключается в зашпачивание глинистых и лессовых грунтов, что положительно сказывается на упрочнение грунта. Зашпачивание повышает прочность и водостойкость закрепляемого грунта. Данный метод в отличие от цементации не требует дорогостоящего оборудования, а также работы по закреплению грунта не зависят от сезонности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гумеров, А.Г. Техническая эксплуатация подводных переходов трубопроводов / А.Г. Гумеров, Х.А. Азметов, Р.С. Гумеров. – М.: Недра, 2003. – 346 с. – 415 с.
2. Стадникова, М.А. Оценка вероятности (частоты) утечки нефти на участках подводных переходов магистральных нефтепроводов / М.А. Стадникова // Тр. Рос. гос. ун-та нефти и газа И.М. Губкина. – 2010. – № 2. – С. 132–138.

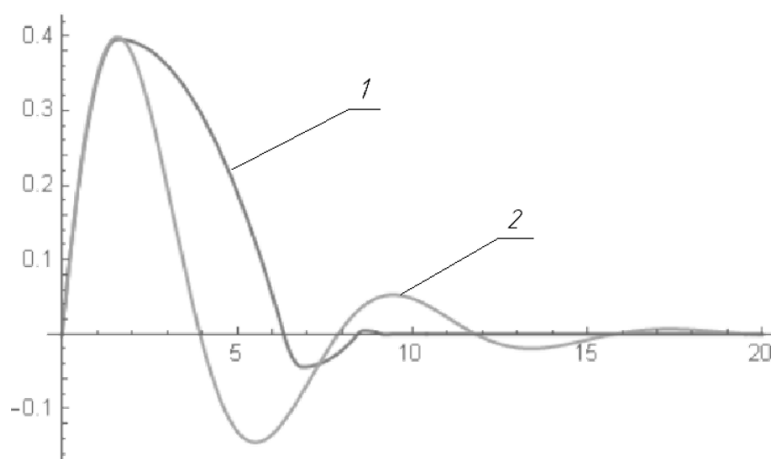
УДК 699.841

УСТРОЙСТВО 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 силовой характеристикой [1]. Рисунок 1 показывает, что данное устройство более эффективно (по времени гашения колебаний при сопоставимых условиях) в гашении сейсмических колебаний, чем наиболее популярное на сегодняшний день устройство, которое содержит демпфер и линейную пружину [2].



1 – система с заданной характеристикой; 2 – традиционная система.

Рисунок 1 – Зависимости перемещения трубопровода от времени при использовании сейсмозащитных устройств

При возникновении горизонтальных колебаний известной амплитуды энергия полностью гасится данным устройством за кратчайший период времени, сохраняя нагрузку, передаваемую на трубопровод постоянной (как в состоянии покоя, так и в период сейсмического воздействия).

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.

УДК 69.058.5

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЯХ ВОДОЙ С ЕСТЕСТВЕННОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ ВОДОЕМА В УСЛОВИЯХ СУТОЧНЫХ КОЛЕБАНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ

В.А. Еговцева, А.С. Нафиков, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа

Возможность проведения гидравлических испытаний может быть ограничена низкой температурой наружного воздуха. Практикой доказано, что гидравлические испытания могут быть успешно выполнены при температурах воздуха до минус 30 °С при условии осуществления комплекса специальных орга-

низационно-технических мероприятий [1]. Однако существующие методики расчетов не учитывают в полной мере изменение давления, возрастающие напряжения и деформации и, кроме того, не отражают зависимость внутреннего давления в каждый момент времени при испытании от показаний температуры жидкости и окружающей среды, что требует совершенствования технологий и применяемых конструкций.

В процессе испытания между трубой, заполненной водой с положительной температурой под давлением, и наружным воздухом с отрицательной будет происходить теплообмен (теплопередача). Теплота будет отдаваться от жидкости ($t_{ж}$) к поверхности стенки путем **конвективного теплообмена (теплоотдачи)**. Интенсивность процесса теплоотдачи характеризуется коэффициентом теплоотдачи α_1 . Перенос теплоты внутри твердой стенки осуществляется **теплопроводностью**. Далее теплота путем **теплоотдачи** переходит от поверхности стенки к наружному воздуху ($t_{нв}$). Интенсивность этого процесса характеризуется коэффициентом теплоотдачи α_2 , который также определяется температурами внутренней и наружной среды, скоростью и свойствами теплоносителя, теплоемкостью, вязкостью и шероховатостью поверхности трубы [2].

Если рассматривать процесс испытания с точки зрения теплообмена, то начало исследования приходится на теплопередачу через цилиндрическую стенку. Горячая среда 1 находится внутри трубы, холодная среда 2 – снаружи (рисунок 1). Линейная плотность теплового потока q_1 через однослойную цилиндрическую стенку равна:

$$q_{\lambda} = K_{\lambda} \cdot (t_{жс} - t_c) = \frac{\Delta t}{R_{\lambda k}}, \text{ Вт/м} \quad (1)$$

где $R_{\lambda k}$ – линейное термическое сопротивление теплопередачи, (м·К)/Вт.
 K_{λ} – линейный коэффициент теплопередачи, Вт/(м·К).

$$K_{\lambda} = \frac{1}{R_{\lambda k}} = \frac{1}{\frac{1}{\pi d_1 \alpha_1} + \sum_i^n \frac{1}{2\pi \lambda_i} \cdot \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} + \frac{1}{\pi d_{n+1} \cdot \alpha_2}}. \quad (2)$$

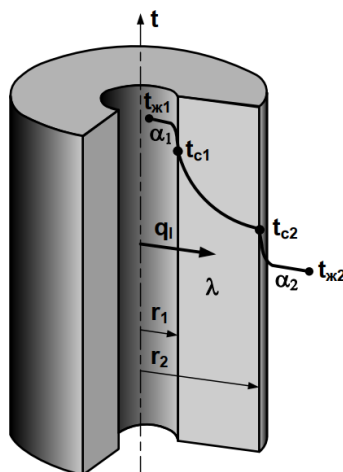


Рисунок 1 – Теплопередача через однослойную цилиндрическую стенку

Далее среда внутри трубы и воздух снаружи переходят к точке равновесия. Вода отдает все тепло воздуху через стенку и сначала достигает 0 °С, а затем переходит в отрицательный диапазон, при этом давление в стальной трубе начинает увеличиваться, из-за чего могут образовываться утечки или разрывы.

Последующие исследования будут направлены на изучение процесса теплопередачи для труб с разными диаметрами и толщинами стенок, получение математической зависимости времени, когда температура достигнет критического значения, и влияние этого на изменение давления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Климовский, Е.М. Очистка и испытание магистральных трубопроводов / Е.М. Климовский, Ю.В. Колотилов. – М.: Недра, 1987. – 173 с.
- 2 Новоселов И.В. Краткий курс лекций по теплотехнике. Ч.II. Теплообмен / И.В. Новоселов, Р.А. Молчанова, Г.Д. Теляшева. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – 94 с.

УДК 621.642.39

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ УТОРНОГО УЗЛА ВЕРТИКАЛЬНОГО ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО РЕЗЕРВУАРА

*А.Е. Зорин, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва,
А.А. Скорняков, М.В. Мумриков, Н.К. Габдуллин, Р.З. Гадельшин,
НТЦ ООО «НИИ Транснефть» г. Уфа*

В стальных вертикальных резервуарах одним из наиболее нагруженных узлов является уторный узел – место сопряжения стенки с днищем. При строительстве и ремонте выполняются следующие методы и объемы неразрушающего контроля (НК) уторных сварных соединений резервуаров: ВИК – 100 %, ПВТ (проба «мел – керосин») – 100 % (наружный шов до сварки внутреннего шва) или ПВК в обоснованных случаях (в т. ч. для уточнения результатов ВИК, ПВТ), ПВТ (вакуумирование) – 100% (шов с внутренней стороны). Применение других методов неразрушающего контроля затруднительно, ввиду наличия в уторном узле конструкционного непровара. Конструктивный непровар «маскирует» внутренние дефекты и значительно затрудняет проведение ультразвукового и радиографического контроля. Заложенных методов контроля зачастую оказывается недостаточно. Известны случаи, когда после проведения неразрушающего контроля и сдаче уторного соединения выявлялись течи при проведении гидроиспытаний. При вакуумном контроле не удастся обнаружить негерметичности сварных швов, заполненных шлаком. При выполнении гидравлических испытаний в металлоконструкциях РВС возникают изгибающие напряжения, которые приводят к разрушению шлака и раскрытию дефекта.

В целях исключения конструктивного непровара предлагается изменить узел сопряжения днища со стенкой и выполнить его с полным проплавлением. Предлагаемая конструкция показана на рисунке 2.

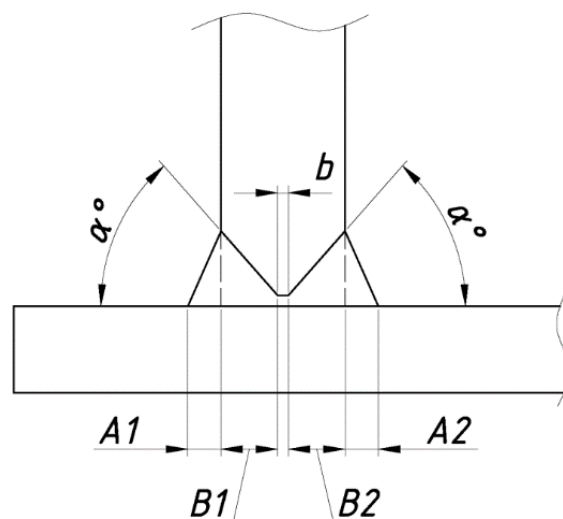


Рисунок 2 – Конструкция, форма подготовки кромок листа стенки и геометрические параметры уторного сварного шва

Для подтверждения предлагаемой замены выполнено моделирование уторного узла в программном комплексе Ansys. По результатам конечно-элементного программного моделирования определены оптимальные значения параметров уторного сварного соединения. Определены следующие параметры: величина притупления кромок, угол скоса кромок и катеты углового сварного шва, с точки зрения обеспечения циклической долговечности и максимальной статической прочности. Установлено, что предлагаемая разделка кромок (с полным проплавлением) обеспечивает лучшую, по сравнению с применяемой конструкцией (конструкция с конструкционным непроваром), доступность для проведения очистки от загрязнений корневой области, что повышает качество выполнения сварочных работ и снижает вероятность образования дефектов, вызванных загрязнениями.

Для отработки технологии сварки, проверки результатов моделирования и проверки эффективности ультразвукового контроля предложенной конструкции уторного сварного соединения (с полным проплавлением) изготавливались натурные образцы. По результатам испытаний модельных образцов на долговечность сварного соединения уторного узла с полным проваром показан их трехкратный запас долговечности при наиболее жестких условиях нагружения РВС (исходя из требований к обеспечению безопасной эксплуатации сварного соединения на уровне 50 лет).

Технология неразрушающего контроля уторного соединения отрабатывалась на фрагментах уторного узла традиционной конструкции (с технологическим непроваром) и на фрагментах уторных узлов, выполненных с полным проваром. Для этой цели использовались образцы с естественными и искусственными дефектами (сверления, пазы). Естественные дефекты получены путём нарушения заданных режимов сварки (дефекты типа пор и непроваров). Контроль выполнен ультразвуковым методом (УЗК) с применением технологии фазированных решеток с использованием дефектоскопа Harfang Veo. Выполнение УЗК показало достаточно высокую выявляемость дефектов в уторном сварном соединении с полным проплавлением (без технологического непрова-

ра), что определяет целесообразность использования данного метода при контроле уторных сварных узлов предложенной конструкции с полным проплавлением для повышения их надежности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. 207515 РФ, МПК G 01 N 3/00. Образец для испытаний уторного сварного соединения резервуара / А.Е. Зорин, Е.Е. Зорин, О.И. Колесников, А.А. Скорняков. 2021113713, Заявлено 14.05.2021; Опубл. 01.11.2021.
2. Зорин А. Е., Колесников О. И., Голосов П. С., Скорняков А. А. Оптимизация конструкции узла сопряжения днища со стенкой вертикального цилиндрического резервуара // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022. Вып. 5 (139), С. 129-147. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2022-5-129-147>.

УДК 621.643

ПРИМЕНЕНИЕ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ОРГАНИЗАЦИИ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Э.Р. Ибатуллин, УГНТУ, г. Уфа

Сборно-разборные трубопроводы (СРТ) рассчитаны для строительства в наименьшие сроки и к сведению к минимальным капитальным затратам временных трубопроводов различного целевого назначения и длины с намерением транспортировки маловязкой нефти, светлых нефтепродуктов и воды. СРТ могут быть использованы для проводки отводов от стационарных магистральных трубопроводов, в качестве технологических трубопроводов на насосных станциях, пунктах сбора и подготовки нефти, нефтебазах, а также для образования временных трубопроводов на промысловых объектах при исследовании нефтяных месторождений и в системах сбора и подготовки нефти. Результативно применение комплектов СРТ и в качестве средств технического прикрытия неизменных и постоянных магистральных нефтепродуктопроводов и нефтепроводов с целью максимально ускоренного восстановления их функционирования при ликвидации аварий и неисправностей, проведении ремонтно-восстановительных работ.

Возможные варианты использования СРТ:

- сооружение обводных (дублирующих) линий трубопровода;
- повторение выведенных из строя насосных станций, резервуарных парков и стационарных магистральных трубопроводов;
- строительство перемычек между параллельными нитками трубопровода;
- разведение полевого склада для выдачи перекачиваемых продуктов трубопровода в другие виды транспорта и хранения нефтепродуктов;
- подключение нефтебаз к трубопроводу и подача в него нефтепродуктов;
- присоединение к трубопроводу нефтебаз для выпуска нефтепродуктов в различные виды транспорта.

Опыт использования СРТ в сфере трубопроводного транспорта углеводородов показывает, что они имеют широкий спектр применения и их возможности еще не целиком реализованы и раскрыты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дроздов Д.А., Елькин А.В., Елькин А.В., Прошкин А.Ю. Пути совершенствования соединения «Раструб» сборно-разборных трубопроводов // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 5. – С. 72–78. Drozdov D.A., Elkin A.V., Elkin A.V., Proshkin A.Y. Puti sovershenstvovaniya soedineniya «Rastrub» sborno-razbornyh truboprovodov [Approaches to the improvement connection «Rastrub» (bell and spigot joint) of field pipelines]. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2015, No. 5. P. 72–78
2. [Электронный ресурс]. URL: <https://giprotruboprovod.transneft.ru/press/articles/?id=22272>. (Дата обращения 31.10.2022)

УДК 622.692.4

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ МЕТОД ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ПОВЕРХНОСТИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ И ИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

И.Р. Исмагилов, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа

В процессе эксплуатации трубы подвергаются внешнему и внутреннему воздействию, в результате которого образуются дефекты и повреждения. Также, независимо от способа эксплуатации на внутренних стенках трубопроводов образуются отложения, которые не только снижают пропускную способность, но и приводят к аварийным ситуациям и выходу системы из строя. Современное оборудование позволяет проводить диагностику и оценку состояния труб без остановки перекачки и демонтажа, выявлять проблемные места и возможные неисправности, делать своевременную очистку и, тем самым, минимизировать риск возникновения аварийных ситуаций и выхода из строя оборудования.

Проверка состояния труб производится не только в процессе эксплуатации, но и перед вводом трубопроводов в эксплуатацию. При этом проверяется целостность, герметичность, качество и состояние сварных соединений, контроль протечек и других параметров в соответствии с требованиями нормативной документации.

Одним из видов диагностики является капиллярный метод, который основан на капиллярном проникании индикаторных жидкостей в полости поверхностных и сквозных несплошностей материала объектов контроля и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом или с помощью преобразователя. В качестве индикатора могут быть использованы специальные растворы и суспензии.

Была поставлена цель – исследовать возможность применения порошка люминофора в качестве индикатора, как альтернативный метод диагностики.

В рамках решения этой задачи были изготовлены люминофоры на основе борной кислоты H_3BO_3 , которые после облучения УФ светом способны светиться. Эти люминофоры представляют собой аморфную стекловидную массу, продукт частичного обезвоживания борной кислоты при температуре 250 - 300°C, состава, отвечающего формулам HBO_2 и $H_2B_4O_7$ с добавками небольшо-

го количества активирующих органических веществ. В качестве таких активирующих веществ нами были использованы лимонная кислота и флуоресцеин.

Был проведен ряд экспериментов с использованием люминофора для обнаружения открытых трещин на наружной поверхности полиэтиленовой трубы. Порошок люминофора был нанесен на поверхность образца, излишки были удалены. При помощи ультрафиолетового света была произведена активация люминофорного порошка, который впоследствии проявился, рисунок 1.



Рисунок 1 – Проявление продольных и поперечных дефектов люминофорами

Данный метод позволит диагностировать микротрещины в полиэтиленовых трубопроводах, определять старение композитных материалов, а также исследовать состояние изоляционных покрытий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мирсаяпова Р.И., Кантемиров И.Ф. Рассмотрение возможности применения заводского эпоксидного покрытия труб для магистральных и промышленных трубопроводов в различных условиях//В журнале: Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, номер 5-6, 2020.
2. Харисов Р.А., Кантемиров И.Ф. Проведение экспертной оценки для защитных покрытий трубопроводов//В журнале: Электронный научный журнал нефтегазовое дело, номер 1, 2010.

СКРЕБКОВОЕ УСТРОЙСТВО УПЛОТНЯЮЩЕГО ЗАТВОРА ПЛАВАЮЩИХ КРЫШ РЕЗЕРВУАРОВ

А.О. Исхаков, УГНТУ, г. Уфа

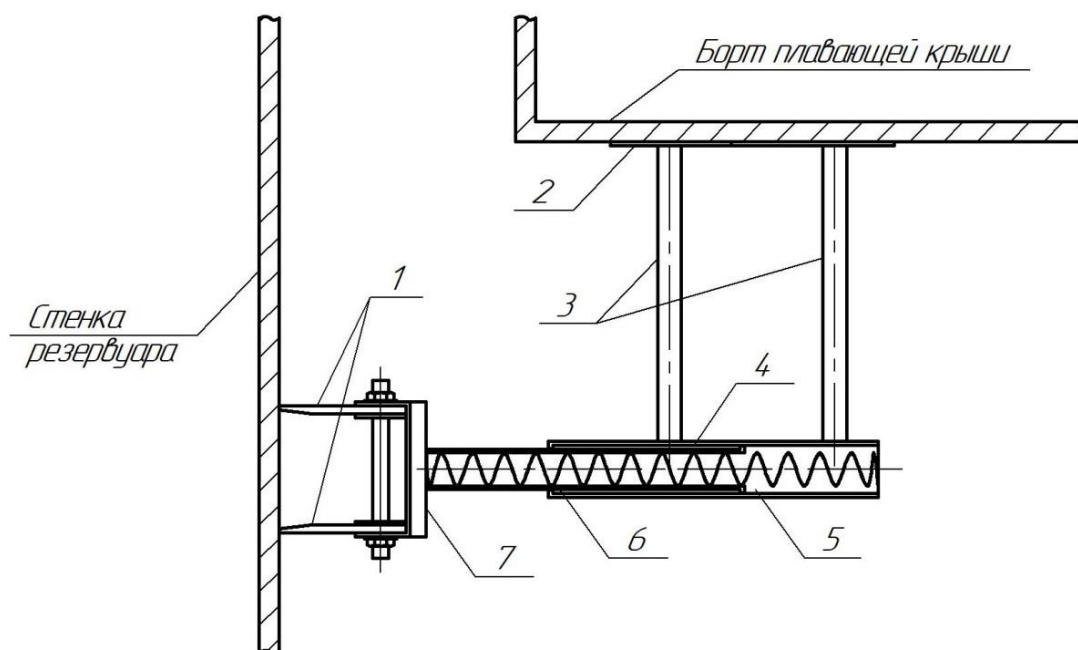
При эксплуатации резервуаров с плавающими крышами существует проблема, связанная с неэффективной очисткой стенки резервуара, которая может привести к её заклиниванию, перекосу и возникновению пожароопасной ситуации. При вертикальных перемещениях плавающей крыши отложения нефти остаются на стенке резервуара. В летнее время отложения под действием положительной температуры разогреваются и падают на поверхность плавающей крыши резервуара, тем самым нарушаются требования нормативных документов по предельной пожарной нагрузке для нефтяных резервуаров, которая составляет 200 г/м³. Возникает необходимость очистки стенки от отложений [1, 2].

Скребковые устройства являются более эффективными средствами в борьбе с отложениями на стенке резервуара. Однако существующие конструкции скребковых устройств не обеспечивают высокую степень очистки стенки резервуара. Для повышения степени эффективности скребковых устройств уплотняющих затворов необходимо подобрать наиболее рациональную форму и материал уплотнения.

Для решения данной проблемы предложена конструкция скребкового устройства (рисунок 1), состоящего из режущей кромки 1, усиливающего листа 2, металлических стержней 3, металлической трубы 4 с загнутым концом наружу, пружины сжатия 5, металлической трубы с загнутым концом внутрь 6, корпуса 7.

Наиболее близким к предлагаемому техническому решению является конструкция скребкового устройства уплотняющего затвора плавающих крыш резервуаров, представленная в работе [3].

Скребковое устройство работает следующим образом. При движении плавающей крыши во время заполнения или слива продукта скребковое устройство перемещается по стенке резервуара и под действием прижатия пружины сжатия 5 происходит прижатие режущей кромки 1, выполненного из бензиномаслостойкой, электропроводной резины, к внутренней поверхности резервуара и снятие отложений со стенки резервуара. Наличие пружины сжатия 5 позволяет скребку копировать поверхность стенки резервуара и компенсировать изменения зазора между стенкой резервуара и плавающей крышей, обеспечивая высокую степень очистки.



1 - режущие кромки, 2 - усиливающий лист, 3 - металлические стержни, 4 - металлическая труба с загнутым концом наружу, 5 - пружина сжатия, 6 - металлическая труба с загнутым концом внутрь, 7 - корпус

Рисунок 1 - Скребковое устройство

Применение предложенной конструкции позволит производить эффективную очистку стенки резервуара от отложений за счет плотного прижатия к нему скребка.

В данной работе рассмотрена проблема неэффективной очистки стенки резервуара, предложена конструкция для решения данной проблемы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Саматова Г.Р., Дусалимов М.Э., Кантемиров И.Ф., Гулин Д.А. Анализ влияния эксплуатационных факторов на плавающие крыши резервуаров // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 1. С. 34-38.
2. Пат. 100505 Российская Федерация, МПК В65D 88/34, Уплотняющий затвор плавающих крыш резервуаров [Текст] / Шнейдер Г.Б., Мустафин Ф.М., Симаков В.А., Садыков Г.Г., Ишкинин М.С., Юлдашев В.Х., Дусалимов М.Э.; патентообладатель государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» – № 2010111462/12; заявл. 25.03.10; опубл. 20.12.10.
3. Пат. 89502 Российская Федерация, МПК В65D 88/34, Скребковое устройство уплотняющего затвора плавающих крыш резервуаров [Текст] / Шаммазов А.М., Шнейдер Г.Б., Мустафин Ф.М., Абдуллин Н.В., Дусалимов М.Э.; патентообладатель государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» – № 2009111347/22; заявл. 27.03.09; опубл. 10.12.09.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА В РОССИИ

П.В. Кадынцева, Д.Е. Серкунова, УГНТУ, г. Уфа

Глобальное потепление вносит свои коррективы в жизни людей, а главным виновником повышения температуры является углекислый газ. В связи с этим, интерес в поиске и изучении альтернативных источников энергии неуклонно возрастает. Наиболее привлекательным видом энергоносителя, в настоящее время, является водород [1].

На сегодняшний день, водород занимает третье место среди самых востребованных национальной промышленностью газов, уступая азоту и кислороду. Следовательно, актуальными становятся вопросы, касающиеся способов и условий хранения, а также возможности транспортировки этого топлива. Транспорт водородного топлива относят к перевозкам опасного груза, что влечет за собой удорожание процесса.

Агрегатное состояние водорода является определяющей характеристикой при выборе способа хранения. На сегодняшний день, российскими учеными активно разрабатываются и патентуются новые стационарные массивные системы хранения. Кроме того, для хранения сжатого водорода могут быть использованы бывшие в эксплуатации каверны соляного пласта. Учитывая, что в жидком состоянии водород может находиться при температурах в диапазоне от -252 до -259 °С, то для его хранения используются транспортные и стационарные криогенные контейнеры. Водород в связанном состоянии может храниться в гидридах различных металлов, коллекторах и карбогидридах.

Транспортировка газообразного водорода может реализовываться посредством трубопроводного транспорта. Данный вид транспортировки имеет ряд преимуществ, в связи с использованием уже существующих в стране трубопроводных систем, предназначенных для транспорта природного газа.

Транспорт водорода может осуществляться и с помощью контейнерных перевозок. Нет необходимости в оборудовании инфраструктуры, однако данный вид транспорта целесообразен для небольших объемов продукта.

Единственным возможным способом транспорта жидкого водорода, на сегодняшний день, является транспортировка в криогенных цистернах и носителях. Криогенный сжиженный водород имеет меньшую потребность в объеме для хранения.

В связанном виде транспортировка водорода возможна с использованием уже действующей инфраструктуры. Транспорт водорода в носителях отличается низкими затратами и термодинамическими ограничениями.

Одной из основных задач стратегии по развитию водородной энергетики является создание нормативной базы в области транспортировки и способах хранения водородного топлива, что может послужить началом для новых исследований в области водородной энергетики [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Перспективы развития транспорта и хранения водорода / М. Э. Дусалимов, С. Я. Валиуллина, И. Г. Гундорова // Трубопроводный транспорт - 2021: Тезисы докладов XVI Международной учебно-научно-практической конференции, Уфа, 17–18 ноября 2021 года. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2021. – С. 240-241. – EDN TIQXFS;
2. Основные проблемы транспорта и хранения водорода / М. Э. Дусалимов, С. Я. Валиуллина, И. Г. Гундорова, В. А. Алексеев // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 9(129). – С. 52-57. – EDN VTTITM.

УДК 622.692

К ВОПРОСУ О ЖИВУЧЕСТИ РЕЗЕРВУАРА

М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа

Согласно, требованиям ГОСТ 27751-2014 Надежность строительных конструкций и оснований, объекты нефтегазового комплекса должны быть безопасными как для человека, так и для окружающей среды. Безопасность системы (объекта) определяется ее надежностью.

Под надежностью понимают свойство системы выполнять назначенные функции при расчетных нагрузках в расчетные сроки эксплуатации. Теория надежности технических систем общеизвестна, широко применяется при исследовании строительных конструкций.

Однако в работе [1] отмечается, что к настоящему времени более 70 % объектов нефтегазового комплекса работают за расчетными сроками эксплуатации. Для примера рассмотрим возраст резервуарного парка ПАО «Транснефть», объем резервуарного парка – 24 миллиона м³, всего резервуаров – 1473 шт. В данном резервуарном парке количество вертикальных стальных резервуаров со сроком эксплуатации более: 10 лет – 210 шт., 15 лет – 211 шт., 20 лет – 130 шт., 25 лет – 67 шт., 30 лет – 29 шт., 35 лет – 49 шт., 40 лет – 113 шт., 45 лет – 85 шт., 50 лет – 208 шт. Как видно из приведенных данных 46,2 % резервуаров эксплуатируются за расчетными сроками эксплуатации.

Кроме того, опыт диагностики вертикальных стальных резервуаров показал, что в каждом резервуаре имеются дефекты и повреждения, а нормы (ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов) позволяют выполнить расчет прочности и устойчивости «идеального» резервуара, без учета дефектов и повреждений.

Таким образом, в настоящее время большая армия специалистов в области диагностики и оценки остаточного ресурса резервуаров работают вне правового поля.

Одним из путей для выхода из сложившейся ситуации может служить расширение теории о надежности систем. Т.е. нужна теория, которая могла бы характеризовать безопасность системы не только в рамках нормативных сроков эксплуатации, при нормативных нагрузках, но и за данными рамками и при наличии в системе дефектов и повреждений. В настоящее время такая теория находится в стадии становления.

Под термином **Живучесть** понимают свойство системы (объекта) выполнять назначенные функции при проектных и за проектными нагрузками, в течение расчетного и за расчетным сроком эксплуатации, при наличии дефектов и повреждений. В настоящее время идут дискуссии по поводу трактовки данного термина.

Термин живучесть впервые был применен А.Н. Крыловым в отношении боевого корабля, получившего повреждение. Позже термин живучесть стали широко применять военные, применительно к боевой технике, связисты и в других отраслях промышленности. Применительно к объектам машиностроения, строительным объектам следует обратить внимание на работы [2,3] члена-корреспондента РАН Махутова Н.А. В исследованиях безопасности резервуарных конструкций [4] автор широко пользуются термином живучесть при определении остаточного срока эксплуатации объекта.

Критериями живучести резервуара могут быть прочность, устойчивость, критические нагрузки, время или количество циклов до разрушения. Однако данные факторы должны быть определены с учетом дефектов и повреждений конструкции. Например, прочность стенки резервуара является функционалом не только от функций, характеризующих геометрические параметры и нагрузки, но и функций, учитывающих дефекты и повреждения. Расчетный параметр прочности следует определять по формуле

$$R = F\{f(R_p), f(H), f(\delta), f(p), f(K)\} \leq \frac{R(\tau) * \gamma_c * \gamma_t}{\gamma_m * \gamma_n},$$

где R_p , H , δ – радиус резервуара, высота столба жидкости и толщина стенки резервуара, соответственно; K – параметр, характеризующий степень поврежденности стенки, $R(\tau)$ – расчетное сопротивление стали с учетом деградации свойств во время эксплуатации, $\gamma_c, \gamma_t, \gamma_m, \gamma_n$ – безразмерные коэффициенты условий работы и надежности.

Расчет резервуара на прочность, устойчивость и живучесть следует проводить как в линейной, так и нелинейной постановке задачи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Безопасность резервуаров и трубопроводов / В.А. Котляровский, А.А. Шаталов, Х.М. Ханухов Х.М. М.: Изд-во «Экономика и информатика», 2000, 552 с.
2. Махутов Н.А. Безопасность и риски: системные исследования и разработки. Новосибирск: Наука, 2017. 724 с.
3. Махутов Н.А., Гаденин М.М. Комплексная оценка прочности, ресурса, живучести и безопасности машин в сложных условиях нагружения. Проблемы машиностроения и надежности машин / 2020, № 4, с. 24-34.
4. Востров В.К. Прочность, трещиностойкость и конструктивная безопасность строительных металлоконструкций на базе развития линейной механики разрушения. Автореф. дис. ... д.т.н. М.: ЦНИИПСК им. Мельникова, 2009, - 50 с.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ СТАЦИОНАРНЫХ КРЫШ С ЛЕГКОСБРАСЫВАЕМЫМ НАСТИЛОМ

И.Р. Каримов, М.А. Киселев, М.Э. Дусалимов, УГНТУ, г.Уфа

Согласно [1] для обеспечения пожарной безопасности вертикальных стальных резервуаров применяется легкобрасываемый настил крыши, закрепленный с помощью слабого сварного шва. Однако, сварные швы имеют ряд недостатков, к которым относятся трудоемкость и возможность несрабатывания при взрыве.

В качестве альтернативы были предложены использование креплений на разрывных болтах и соединение на разрывных гайках [2,3,4].

Предлагаемые способы крепления должны обеспечивать открывание легкобрасываемого настила наружу при достижении в резервуаре избыточного давления сверхнормативного, которое приводит к взрыву.

Согласно приведенным расчетам [2], автор предлагает для резервуаров диаметром до 34,2 м, листовой настил крепится только к окаймляющему элементу стенки по периметру крыши односторонним угловым швом [3].

Для резервуаров диаметром более 34,2 м, площадь крыши за пределами безопасного окна разгерметизации колеблется от 31% до 52% всей площади резервуара. На этой площади располагается оборудование резервуара, которое при возникновении взрывоопасной ситуации и при отрыве настила внутри безопасного окна разгерметизации будет оставаться на месте [3].

Однако перед автором встают важные задачи:

- 1) какие должны быть минимальные условия для срабатывания предполагаемого крепления?
- 2) как поведет себя ударная волна от взрыва?
- 3) как раскроется легкобрасываемый настил?

И главный вопрос: будет ли предлагаемая конструкция решением для всех непредвиденных ситуаций в случае возникновения аварийных ситуаций?

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия: введ. 01.03.2017. - М.: Стандартинформ, 2016. - 96 с.
2. Дусалимов М.Э., Каримов И.Р., Хасанов И.И., Гулин Д.А., Глазков А.С. Разработка параметров стационарных крыш с легкобрасываемым настилом для вертикальных стальных резервуаров // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2021. № 2-3, С. 40-45.
3. Каримов И.Р., Дусалимов М.Э., Хасанов И.И., Закирьянов И.Ш., Насибуллин Т.Р. Совершенствование конструкции стационарной крыши с легкобрасываемым настилом для вертикальных стальных резервуаров // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2021. 4. С. 51-55.
4. Каримов И.Р., Дусалимов М.Э., Хасанов И.И. Evaluation of Explosive Safety Parameters for Stationary Roofs of Vertical Steel Tanks// IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2022.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ МОНИТОРИНГА
ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ НА ОБЪЕКТАХ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ**

Р.Р. Каримова, ООО «Газпром трансгаз Уфа», Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа

Выполнен анализ применения в ООО «Газпром трансгаз Уфа» беспилотных летательных аппаратов и перспектив их эксплуатации с возможностью получения максимальной информации за короткий промежуток времени и применения цифровых данных в рамках решения поставленных задач. В качестве альтернативы ранее применяемому беспилотному летательному аппарату типа «летающее крыло» предлагается использовать беспилотные аппараты вертолетного типа, преимуществами которых являются компактность, уменьшенная на 30% масса, простота запуска (развертывание в течение 15 минут, отсутствие необходимости в катапульте, отсутствие требований к взлетной площадке), простота управления (автоматический взлет и посадка). Данные беспилотники легки в использовании и не требуют отдельных специальных навыков (достаточно пройти образовательные курсы в объеме 12 часов), поэтому их возможно эксплуатировать собственным персоналом Общества, что снизит зависимость Общества от привлечения на возмездной основе сторонних подрядных организаций.

В 2021 году апробирован беспилотный комплекс вертолетного типа Supercam X6M2 (производство Россия, группа компаний «Беспилотные системы»). Беспилотный комплекс вертолетного типа Supercam X6M2 имеет «навесное» оборудование (подвесная фотовидеокамера, GNSS-модуль) и наземный GNSS-приемник JAVADTriumph-1. Одним из аргументов применения данной технологии послужила проработка вопроса о возможности импортозамещения с использованием минимального количества импортного оборудования. Применялось оборудование основного производства и сборки на территории РФ (кроме фото- и видеоаппаратуры) с использованием собственного программного обеспечения (летный навигатор).

Преимуществом данной беспилотной технологии является возможность определения напряженно-деформированного состояния газопроводов методом фотограмметрии путем создания трехмерных моделей из нескольких изображений одного объекта, сфотографированного с разных углов.

Одним из актуальных вопросов безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ПАО «Газпром» является оценка напряженно-деформированного состояния на участках упругопластического изгиба. Влияние геодинамических процессов со временем может привести к изменению пространственного положения трубопровода, в результате фактические нагрузки, действующие на трубопровод, могут значительно превысить нагрузки, заложенные в нормативный расчет при проектировании.

В настоящее время оценка напряженно-деформированного состояния потенциально-опасного участка осуществляется на основе инструментальных измерений пространственного положения оси трубопровода. В рамках проработки вариантов использования беспилотников на объектах Общества была проведена апробация способа, позволяющего на вскрытом газопроводе выявлять участки с ненормативным уровнем напряженно-деформированного состояния, проверять соответствие уложенного участка газопровода проектному положению, фактические координаты участка газопровода, протяженность участка и его продольный профиль. В основе способа заложено использование высокоточных 3D-моделей с геодезической привязкой, построенных на базе данных, полученных с беспилотного аппарата.

Для проверки достоверности способа в качестве «эталона» была использована методика измерения радиуса упругого изгиба участка магистрального газопровода, которая основана на данных, полученных в результате физических замеров пространственного положения оси газопровода.

Далее была проведена съемка этого же участка с использованием беспилотного летательного аппарата Supercam X6M2 с GNSS-приемником JAVAD Triumph-1 и технологии воздушного лазерного сканирования. По результатам съемки были построены 3D-модель, цифровая модель рельефа и продольный профиль участка газопровода. Цифровая модель рельефа представляет собой средство цифрового отображения трехмерных пространственных объектов в виде трехмерных данных как совокупности высот или иных значений. Для построения 3D-модели было использовано отечественное программное обеспечение AgisoftMetashape 1.6.0. Благодаря использованию технологии RTK (real-time kinematic) точность съемки составила 5 см на 1 м². В результате получен и апробирован дополнительный инструмент, позволяющий охватывать большой объем работ и вычислений в сжатые сроки без потери точности.

Предложенный способ также позволяет производить корректное вычисление объемов земляных масс. Способ основывается на определении объема геометрического тела, представленного на трехмерной модели. Затем осуществляется классификация по виду и фракции и выполняется расчет объемов грунта.

Среди преимуществ технологии воздушного лазерного сканирования можно выделить следующие [1]:

- высокая производительность съёмки и большой диапазон охвата территории;
- синхронизация работы с цифровой аэрофотосъёмкой;
- фотореалистичные и текстурированные 3D модели местности по итогам съёмки;
- высокая экономическая эффективность в сравнении с наземными и даже мобильными методами съёмки;
- возможность работы в труднодоступных районах без непосредственного присутствия на местности;
- возможность работы с российской спутниковой системой ГЛОНАСС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Погорелов В.А. перспективы применения беспилотных летательных аппаратов в строительстве // Инженерный вестник Дона, 2016, №1, ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2016/3571.

УДК 699.841

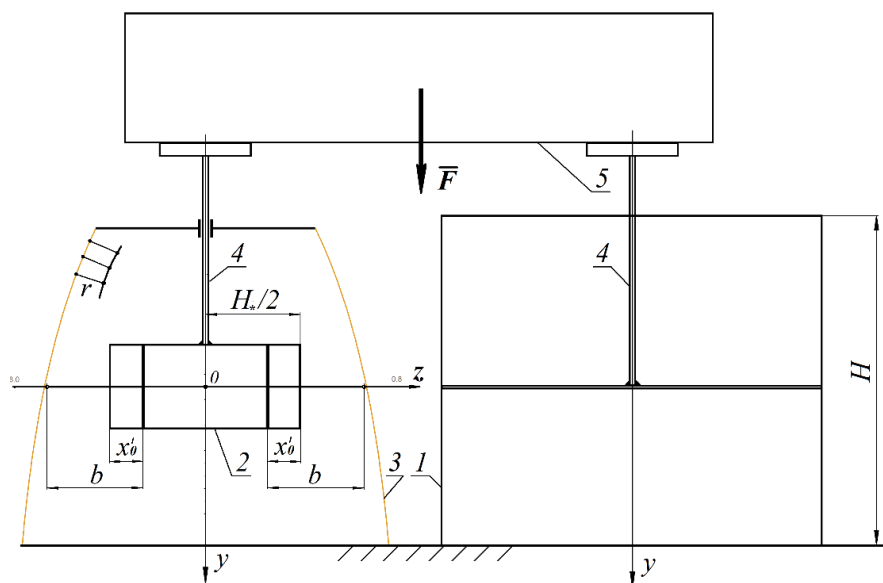
СЕЙСМОЗАЩИТНОЕ УСТРОЙСТВО С КВАЗИНУЛЕВОЙ ЖЕСТКОСТЬЮ

И.И. Кармышев, А.Н. Зотов, УГНТУ, г Уфа

Обеспечение безопасной эксплуатации объектов нефтегазовой промышленности в районах с высокой сейсмической активностью, является сложной задачей, связанной с большими рисками. Согласно СП 14.13330.2018 строительство зданий и сооружений в сейсмически активных районах должно сопровождаться:

- 1) укреплением оснований;
- 2) усилением конструкций;
- 3) инженерной защитой территорий.

Альтернативной мерой, может служить использование систем с квазинулевой жесткостью, пример которой изображен на рисунке 1.



- 1 – вертикальная пневмопружина; 2 – горизонтальная пневмопружина;
3 – направляющие; 4 – шток; 5 – нагрузка от защищаемого объекта

Рисунок 1 – Сейсмозащитное устройство

Квазинулевая жесткость создается упругим элементом или их системой. В данном случае, большую часть нагрузки от веса защищаемого объекта (5), через шток (4), принимает на себя вертикальная пневмопружина (1). Сам эффект квазинулевой жесткости достигается благодаря горизонтальной пневмопружине (2),двигающейся по направляющим (3).

Основной принцип подобных систем заключается в получении силовой характеристики, в которой величина результирующей силы будет оставаться

постоянной при колебаниях защищаемого объекта. Системы подобного рода эффективны, поскольку защищаемый объект остается на одном месте и не воспринимает импульс от подземного толчка [1].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Валеев, А.Р. Исследование виброизолятора с квазиулеевой жесткостью тарельчатой формы для топливно-энергетического комплекса / А.Р. Валеев, Ш.А. Харисов, А.Н. Зотов, О.М. Саубанов. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2013. – 11 с.

УДК 625.12

СНИЖЕНИЕ СНЕГОВЫХ НАГРУЗОК НА СТАЦИОНАРНЫЕ КРЫШИ РЕЗЕРВУАРОВ

А.Ф. Каскинов, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день одной из проблем при эксплуатации вертикальных стальных резервуаров (РВС) является обледенение поверхностей стационарной крыши, а также образование снежных шапок на всей площади крыши или на одной из ее сторон [1].

В качестве борьбы со снеговыми нагрузками было предложено множество способов, однако ручной труд остается самым экономичным и эффективным, но в то же время опасным способом. При проектировании резервуаров в IV - VIII снеговых районах России наибольшее влияние на НДС крыши резервуара оказывает снеговая нагрузка.

На данный момент известны следующие методы предотвращения накопления снежных масс [2]. Электроподогрев кровли резервуара осуществляется с помощью системы с саморегулирующим греющим кабелем во взрывозащищенном исполнении, размещаемом на кровле резервуаров с некоторым шагом. Несмотря на относительно высокие капитальные вложения, кабельная система обогрева кровли полностью решает задачи, позволяя исключить травматизм и сохранить технику и оборудование.

Антиобледенительное покрытие стойкий к ультрафиолетовому излучению трудногорючий сверхскользящий полимерный материал на основе синтетического каучука с водоотталкивающими свойствами, лёгкий в нанесении и обладающий высоким сроком службы. Такое покрытие просто не дает значительного эффекта. Снег сдувается со скользящего покрытия с наветренной стороны, на подветренной же он остается.

В качестве решения данной проблемы предлагается метод повышения эксплуатационной надежности резервуаров РВС(П) в зимний период путем установки на крышу резервуара системы трубопроводов, осуществляющей автоматизированную очистку снега пневматическим методом без нахождения рабочих на крыше резервуара.

Данная установка представляет собой систему труб, разделенных на контуры в форме концентрических окружностей. Установка состоит из нагнетателя на базе компрессора, которая расположена за защитным обвалованием резервуарного парка. Нагнетатель присоединен отводом к тройнику, к которому под-

ключены трубы, проложенные по эстакаде и обеспечивающие индивидуальную подачу воздуха к каждому из контуров. Задвижки расположены на каждой из этих труб, обеспечивая подачу воздуха в контуры, выполненные в виде концентрических окружностей на крыше резервуара.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Саматова Г.Р., Дусалимов М.Э., Кантемиров И.Ф., Гулин Д.А. Анализ влияния эксплуатационных факторов на плавающие крыши резервуаров // Транспорт и хранение нефтепродуктов. - 2020. - №1. - С. 34-38.
2. Дусалимов М.Э., Марюшко Ю.С. Методы снижения воздействия снеговых нагрузок на плавающие крыши резервуаров // Мат. VII межд. науч.-практ. конф. «Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике». Уфа: Изд-во БГУ, 2018. С. 112-115.

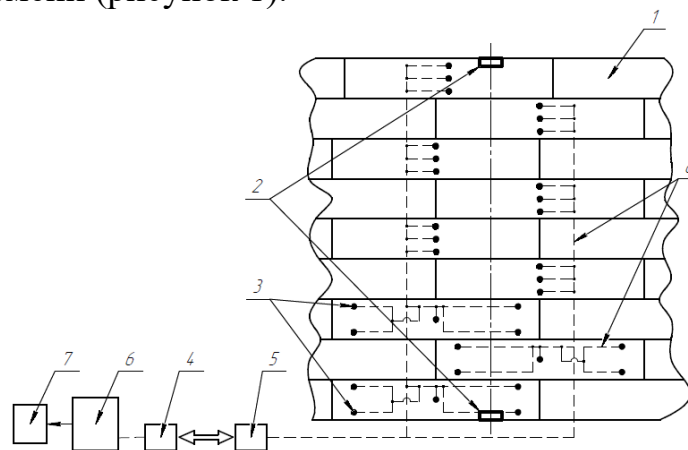
УДК 621.6

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРА

М.А. Киселев, И.Р. Каримов, М.Э. Дусалимов, УГНТУ, г. Уфа

По самым грубым подсчетам на территории России и странах СНГ в эксплуатации находится около 40000 резервуаров, используемых для хранения нефти и нефтепродуктов. Стандартные методы проведения диагностики требуют довольно больших затрат времени. Поэтому внедрение технологий, работающих в автономном режиме, обеспечивающих безопасную эксплуатацию является актуальным вопросом в сфере хранения нефти и нефтепродуктов [1,2].

Проведя анализ всех существующих методов, предлагается система мониторинга технического состояния резервуара, представляющая собой комплексное устройство, позволяющее оценить деформации стенки резервуара в любой момент времени (рисунок 1).



1 – стенка резервуара; 2 – лазерные датчики; 3 – места установки тензорезисторов; 4,5 – GSM модем; 6 – контрольный пункт; 7 – монитор;
8 – линия передачи информации

Рисунок 1 – Схема предлагаемой системы

Деформируясь, стенка резервуара либо растянется, либо сожмется. В обоих случаях эта деформация передастся на проволоку тензорезистора, что приведет к изменению его сопротивления. По этим данным, можно определить значение фактической деформации.

Количество отдельных тензорезисторов вдоль стенки РВС меняется в зависимости от высоты и порядкового номера пояса. Наибольшее количество датчиков предлагается разместить на первых трех поясах резервуара, так как наибольшие деформации возникают именно на этом уровне.

Контроль вертикальности стенки осуществляется при помощи лазерных датчиков, установленных в верхней и нижней части стенки. 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.
2. Каримов И.Р., Дусалимов М.Э., Хасанов И.И. Evaluation of Explosive Safety Parameters for Stationary Roofs of Vertical Steel Tanks// IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2022.

УДК 658.51

КЛАСТЕРИЗАЦИЯ ЦЕХОВ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Е.С. Козин, ТИУ, г. Тюмень

Производственные цеха по добыче нефти и газа имеют различные производственные показатели: количество скважин, интенсивность разработки новых скважин и т.п. При этом цеха, принадлежащие одному предприятию, могут находиться в разных природно-климатических условиях, иметь разные показатели по дорожно-транспортной инфраструктуре, но комплектоваться ресурсами одинаковым образом. Под ресурсами можно понимать транспортно-технологические машины, запасные части, машины и оборудование для разработки месторождений и поддержания их в работоспособном состоянии и т.п. На практике при формировании нормативов комплектования производственных цехов ресурсами зачастую не учитываются факторы, определяющие различия этих подразделений между собой [1]. Это ведет к неэффективному распределению ресурсов между подразделениями, что снижает качество основных производственных процессов по добыче нефти и газа.

В связи с этим были проведены исследования по выявлению факторов, определяющих распределение цехов по добыче нефти и газа на классы, в рамках каждого из которых может быть сформирована своя норма ресурсного обеспечения [4].

Для кластеризации производственных цехов и определения факторов, влияющих на распределение по классам, использовались методы кластерного

анализа методом *k*-средних (*k-means*) и метода главных компонент (*principal component analysis* - *PCA*) соответственно, реализованные во фреймворка *sklearn* языка программирования *Python* [2]. Для визуализации результатов использовалась библиотека *matplotlib* и средства *IPython* и среды *Jupyter Notebook* [3].

Результаты факторного анализа для подразделения одной из крупных нефтегазодобывающих организаций, полученные с применением метода главных компонент, были визуализированы в координатной оси этих компонент и представлены на рисунке 1.

Цеха по добыче нефти и газа, отнесенные моделью к разным классам, представлены на графике разноцветными точками. Можно увидеть, что все цеха разделились на четыре кластера, которые удалены друг от друга на значительное расстояние.

Было выявлено, что первая главная компонента, отражающая примерно 40% общей информации в наборе, связана с осложненностью фонда скважин (показатель, характеризующий общее количество осложненных (с наличием гидратообразований, солеотложений, парафинов) скважин в цехе.

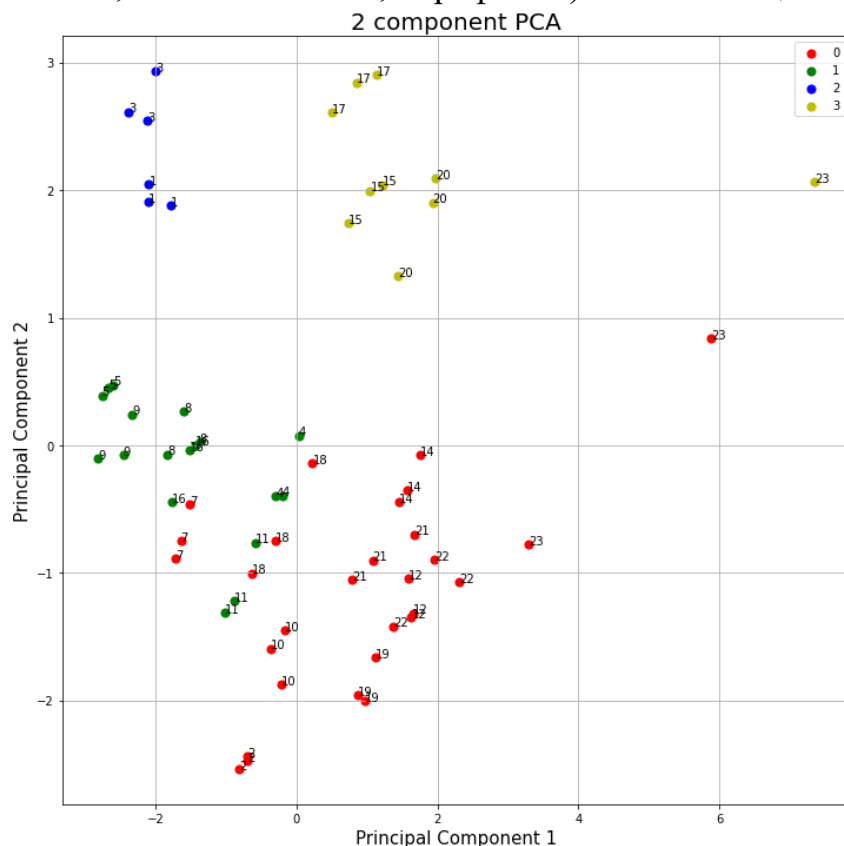


Рисунок 1 - Распределение цехов по добыче нефти и газа на кластеры с использованием метода главных компонент

Эта компонента коррелирует с вышеуказанными показателями. Вторая главная компонента, отражающая 23% информации в данных, связана с действующим и общим фондом скважин в цехе и имеет корреляционное отношение с этими показателями более 0,5.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Lu C. C. Optimal fleet deployment for electric vehicle sharing systems with the consideration of demand uncertainty // C. C. Lu, S. Yan, H. C. Li, A. Diabat, H. T. Wang. – Direct text // Computers & Operations Research. – 2021. - №135: 105437, doi: 10.1016/j.cor.2021.105437.
2. Forrester P. J. Parametrising correlation matrices / P. J. Forrester, J. Y. Zhang. – Direct text // Journal of multivariate analysis. – 2020. - №178.
3. Jbili S. Integrated strategy of vehicle routing and maintenance / S. Jbili, A. Chelbi, M. Radhoui, M. Kessentini – Direct text // Reliability Engineering and System Safety. – 2018. - №170: 202–214, doi: 10.1016/j.ress.2017.09.030.
4. Козин Е.С. Определение потребности в транспортно-технологических машинах на основе кластеризации цехов по добыче нефти и газа / Е.С. Козин // Интеллект. Инновации. Инвестиции. – 2022. - № 4: 140-150, doi: 10.25198/2077-7175-2022-4-140.

УДК 622.691.4

ПРИМЕНЕНИЕ СТАЛЕЙ ПОВЫШЕННОГО КЛАССА ПРОЧНОСТИ К80

В.В. Крыгин, УГНТУ, г. Уфа

В связи с расширением географии добычи нефти и газа, идет тенденция на предъявление к трубопроводам повышенных технических требований ввиду неблагоприятных, агрессивных условий транспортировки. Невозможность или экономическая нецелесообразность выполнения требований сдерживает развитие. Поэтому необходимо баланс между запросом производства и технической реализации во благо развития не только нефтегазовых компаний, но и нефтегазовой отрасли и страны в целом.

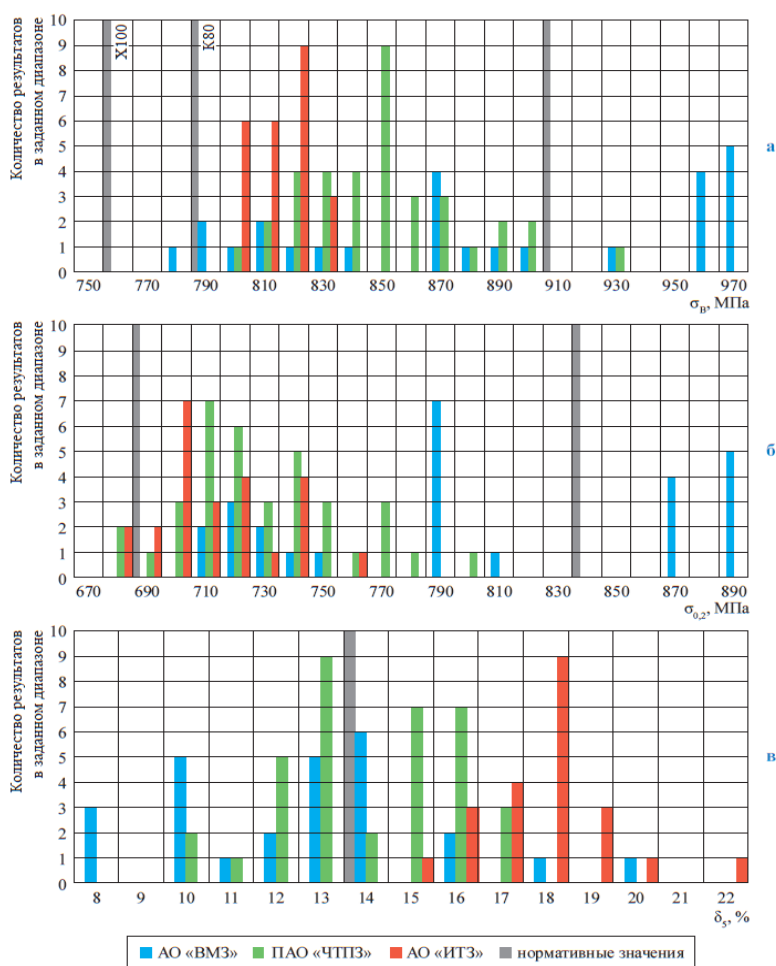
Магистральный трубопровод, будучи капитальным инженерным сооружением, включает в свой состав целый комплекс устройств, оборудования и связанных с ними технологий. Любое изменение требований к части трубопроводной транспортной системы влекут за собой принципиальные изменения к требованиям других элементов систем и технологий строительства. Инженерная задача заключается в прогнозировании изменений, оптимизации технологий решения поставленных задач и обеспечении экономической целесообразности всех нововведений.

Ориентация развития техники направлена на увеличение мощности и производительности установок и оборудования системы трубопроводного транспорта. Решение для компенсации дополнительных требований – использование конструкционных материалов более высокого класса прочности для ответственных элементов системы. Это позволяет без существенного увеличения металлоемкости, увеличить значение расчетных нагрузок.

Наглядное представление о соответствии фактических свойств опытных труб целевым показателям технических требований дают гистограммы распределения значений механических характеристик труб, построенные посредством обобщения результатов испытаний, проведенных на АО «ВМЗ», ПАО «ЧТПЗ» и АО «ИТЗ». Механические испытания на одноосное растяжение основного ме-

талла труб проводили при температуре 20 °С на плоских 5-кратных образцах типа I¹, вырезанных в поперечном направлении относительно оси трубы.

Для обоснования применения сталей нового поколения, произведен расчет толщины стенки и проверки прочности и устойчивости для газопровода с повышенным рабочим давлением (14,8 МПа). Повышенные показатели прочности (предел прочности, предел текучести) и коэффициент надёжности по материалу, разработанный ВНИИСТ, позволяют увеличить расчетные сопротивления растяжению, сжатию. Таким образом, появляется возможность повышения производительности газопровода за счет транспортировки при сверхвысоком давлении при этом не существенно увеличивая толщину стенки. Это в свою очередь позволяет значительно снизить металлоемкость сооружаемых газопроводов (до 9%) и расход материалов при сварочно-монтажных работах (до 12%). Кроме того, появляется возможность снижения капитальных расходов за счет оптимизации шага расстановки компрессорных станций (уменьшение количества).



а – временное сопротивление; б – предел текучести; в – относительное удлинение
Рисунок 1 – Результаты механических испытаний основного металла труб в поперечном направлении [1]

Повышенная пропускная способность, из-за избыточного рабочего давления, компенсированного высокими прочностными параметрами сталей нового поколения, выдаёт оптимальный вариант повышения эффективности трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Недзвецкий, М.Ю. Освоение производства труб большого диаметра класса прочности К80 (Х100) в России / М.Ю. Недзвецкий, А.Б. Арабей, К.Ю. Ментюков, М.С. Сахаров, А.И. Смелов, П.П. Степанов, Д.А. Рингинен, А.Б. Гизатуллин, С.В. Шандер // Научно-технический сборник · ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. – 2020. - №2. – С. 22-28.
2. Варламов, Н.В. Современные научные тенденции в области разработки и применения труб нового поколения для магистральных трубопроводов / Г.И. Макаров, Г.А. Гиллер // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2011. – № 9. – С. 62–68.

УДК 691.327

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БЕТОНА

А.И. Кулешов, УГНТУ, г. Уфа

На производственных объектах, предназначенных для транспорта и хранения жидких углеводородов, в целях обеспечения надежности на протяжении всего срока эксплуатации важно учитывать влияние нефти и нефтепродуктов на механические характеристики бетона фундаментов конструкций различного назначения во избежание отказов и аварий.

Целью данного исследования является определение зависимости прочности бетона от времени и воздействующего на него продукта.

В различных исследованиях, посвященных негативному воздействию нефтепродуктов на бетон, было отражено, что все органические масла, мазуты способны значительно снизить прочность бетона, причем при сочетании неблагоприятных условия снижение может составить порядка 70% от начальной прочности бетона [1,2]

Поскольку уже были проведены исследования с мазутами, моторными маслами как отработанными, так и нет [1], а бензин и керосин на прочность бетона не оказывают влияния [2], в качестве воздействующих сред были выбраны нефть и дизельное топливо.

В силу того, что исследования с классами бетона В7,5, В15 и В25 уже проводились, то в качестве испытуемых образцов взяты стандартные бетонные образцы класса прочности В20, которые будут погружены в нефть и дизельное топливо на сроки, равные 1, 3, 6 и 10 месяцам.

В результате уже проведенных испытаний на прочность бетона сжатие (после одного и трех месяцев пропитки нефтью и дизельным топливом) было получено заметное снижение прочности образцов (рисунок 1).

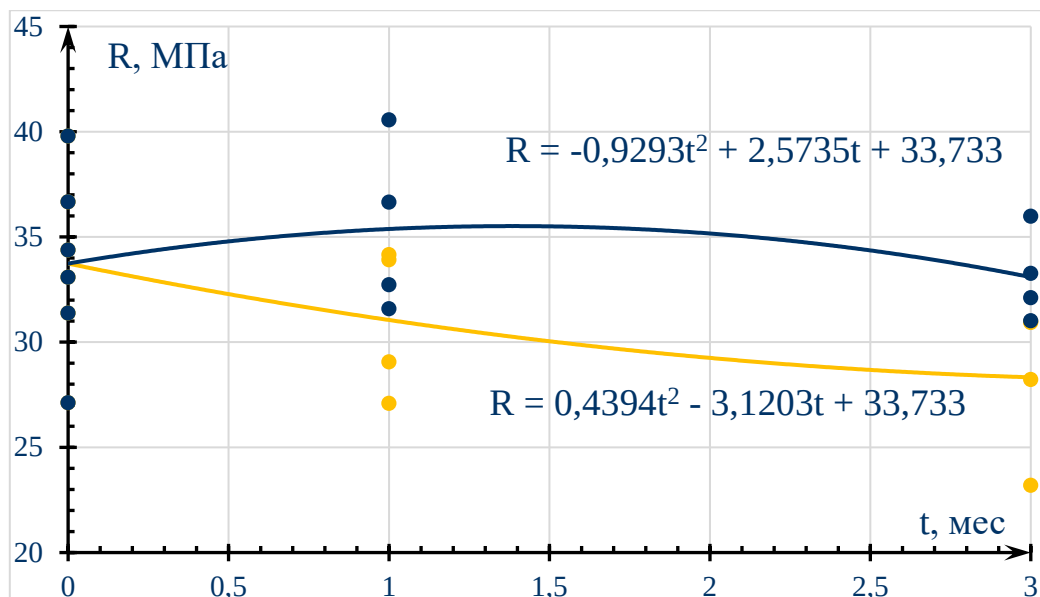


Рисунок 1 – Прочность образцов класса В20 после трех месяцев пропитки

Дальнейшими этапами работы является проведение оставшихся двух испытаний, статистическая обработка результатов и выведение искомой зависимости прочности бетона от времени пропитки продукта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Jusupova, J. F. Influence of mineral oils on the exploitation qualities of reinforced concrete constructions / J. F. Jusupova // Известия Казанского государственного архитектурно-строительного университета. – 2008. – No 1(9). – P. 137-140.
2. Васильев Н. М. Влияние нефтепродуктов на прочность бетона // Бетон и железобетон. 1981. № 3. С. 36-37.

УДК 622.691.4

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ АЗОТНОЙ ПРОБКИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ ГАЗА ИЗ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

С.А. Лукин^{1,2}, Д.И. Ширянов¹, А.С. Алихашкин¹, Ю.А. Маянц¹,

¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва;

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

Азотная пробка – это заполненный азотом локальный участок газопровода, формируемый с целью предотвращения образования взрывоопасной смеси между вытесняющим (например, природный газ) и вытесняемым газом (например, воздух) в процессе вытеснения. В настоящее время применение азотной пробки при вытеснении широко распространено за рубежом, но не в России (в связи с технико-экономическими параметрами применения азотной пробки, а также отсутствием соответствующих нормативных требований). В дальнейшем экономическая эффективность применения азотной пробки в отечественной газовой промышленности будет повышаться.

В зарубежных источниках для получения значения объема азота, который необходимо закачать в газопровод для создания достаточной азотной пробки, используют либо таблицы значений объема азота (в зависимости от внутренне-

го диаметра и протяженности газопровода), либо сложные аналитические зависимости. При этом большая часть таблиц не содержит данных для газопроводов большего диаметра (например, 1420 мм).

Цель работы – разработать приемлемую для включения в нормативную документацию ПАО «Газпром» аналитическую зависимость для расчета объема азота, который необходимо закачать в газопровод для создания достаточной азотной пробки.

Типичная схема вытеснения с применением азотной пробки приведена на рисунке 1.

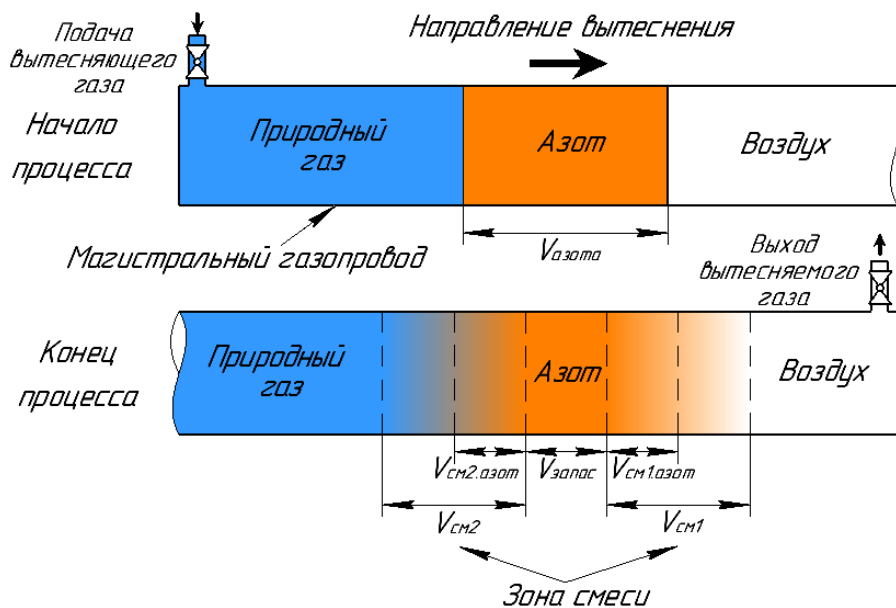


Рисунок 1 – Схема вытеснения с применением азотной пробки

Исходя из рисунка 1, объем азота, который необходимо закачать в газопровод для создания достаточной азотной пробки, следует определять по формуле

$$V_{\text{азота}} = V_{\text{см1,азота}} + V_{\text{см2,азота}} + V_{\text{запас}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{см1,азот}}$ и $V_{\text{см2,азот}}$ – локальные объемы смесей, образующихся в процессе вытеснения, состоящих из вытесняемого или вытесняющего газа соответственно, а также азота с объемной концентрацией от 50% до верхнего предела $c_{(*)}$ (например, 99 %), определяемые по формуле (3);

$V_{\text{запас}}$ – дополнительный объем азота, м³, гарантирующий необразование взрывоопасной смеси в процессе вытеснения, определяемый по формуле

$$V_{\text{запас}} = k \cdot (V_{\text{см1,азота}} + V_{\text{см2,азота}}), \quad (2)$$

где k – коэффициент, равный 0,3, значение принято по аналогии с методикой китайских ученых [1].

В ходе проведенного анализа, в котором сравнивались существующие методики между собой, наиболее применимой методикой расчета длины зоны смеси, образующейся при вытеснении газа из газопровода другим газом, признана методика, приведенная в работе [2]. На основе этой методики получена формула для расчета локальных объемов смеси $V_{\text{см1,азот}}$ и $V_{\text{см2,азот}}$, м³,

$$V_{см\ i, азота} = A_i \cdot \sqrt{D_{e,i} \cdot t_i} \cdot S, \quad (3)$$

где A_i – коэффициент, зависящий от задаваемого верхнего предела объемной концентрации азота в локальном объеме смеси (например, если $c_{(*)} = 99\%$, то $A_i = 3,29$), методика нахождения A_i приведена в статье [3];

$D_{e,i}$ – коэффициент турбулентного перемешивания (формула для расчета приведена в статье [3]), m^2/c ;

t_i – время вытеснения, c ;

i – номер локального объема смеси, для которого производится вычисление (1 или 2);

S – площадь поперечного сечения газопровода, m^2 .

С учетом вышеизложенного формула (1) принимает следующий вид

$$V_{азота} = 1,3 \cdot S \cdot (A_1 \cdot \sqrt{D_{e,1} \cdot t_1} + A_2 \cdot \sqrt{D_{e,2} \cdot t_2}). \quad (4)$$

В развитие работы планируется провести проверочные полевые исследования для определения сходимости результатов расчета по аналитической зависимости (4) с фактическими данными.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Tang Shanhua, Fan Zhang The production replacement of Jingbian-Shanghai gas pipeline // OGST. 2005. № 24 (5). P. 54-57.
2. Ширяпов Д.И., Алихашкин А.С., Маянц Ю.А., Елфимов А.В. Применение азота при выполнении предпусковых операций на магистральных газопроводах // Газовая промышленность. 2020. № 2 (796). С. 24-30.
3. Johnson J. E., Svedeman S. J., Kuhl C. A., Gregor J. G., Lambeth A. K. Pipeline purging principles and practice // ASME. 1996. Vol. 2. P. 765-775.

УДК 614.8.084

ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССОВ КОРРОЗИИ НА ТРУБОПРОВОДЫ С ЛЕГКОВОСПЛАМЕНЯЮЩИМИСЯ И ГОРЮЧИМИ ЖИДКОСТЯМИ

И.Э. Лукьянова, УГНТУ, В.А. Михайлова, УУНТ, г. Уфа

Одним из негативных процессов, влияющих на работоспособность трубопроводов, являются коррозионные процессы. Проблема коррозии выявляется как на технологических, так и на магистральных трубопроводах. В данной статье рассмотрим ситуацию, с которой может столкнуться специалист экспертной организации при проверке трубопровода.

Трубопроводы – это объекты, нуждающиеся в регулярной проверке, как визуально-измерительными методами контроля, так и ультразвуковыми, магнитно-порошковыми и др. методами контроля. Кроме того, обязательным требованием при проверке состояния трубопровода является проверка толщины металла [1]. Утонение стенки трубопровода происходит чаще всего изнутри, так как легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, которые транспортируются по трубопроводам, часто являются высококоррозионными продуктами.

В качестве примера рассмотрим трубопровод, имеющий номинальную толщину стенки 10 мм. Диаметр трубопровода составляет 120 мм. Специали-

сты, выехавшие на замеры трубопровода, обнаружили минимальный замер 3,3 мм. Скорость коррозии трубопровода по паспорту составляет 0,5 мм/год (это значение нам сразу сообщает о том, что по трубопроводу транспортируется высокоагрессивный продукт). Так как наружный диаметр трубопровода составляет 120 мм, согласно СТО-СА-03-004-2009 определяем минимально допускаемую толщину, которая составляет 3 мм. Необходимо определить величину до отбраковки трубопровода: для этого от минимального замера вычисляем минимально допускаемую толщину, получает 0,3 мм. Скорость коррозии трубопровода за год составляет 0,5 мм/год, необходимо узнать сколько прослужит трубопровод, если минимально допускаемая величина до отбраковки 0,3 мм. Для решения поставленной задачи 0,3 умножаем на 1 год и делим на 0,5 мм/год получаем 0,6 года. Теперь необходимо выяснить сколько месяцев осталось прослужить данному трубопроводу. То есть 1 год это 12 месяцев, а 0,6 года – это сколько месяцев? При помощи пропорции вычисляем и получаем 7,2 месяца. Полученной значение округляем в меньшую сторону, так как ситуация с трубопроводом достаточно опасная. Делаем вывод, что трубопровод может прослужить только 7 месяцев, после он уже не может эксплуатироваться, потому что может возникнуть аварийная ситуация.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тажигулов А., Шагабудинов Д.И., Лукьянова И.Э. Возможности использования сертифицированных программ для прочностного анализа работы технологических трубопроводов. Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. № 2. С. 73-77.

УДК 622.692.23.075.4

ВЛИЯНИЕ ПОТОКА ЖИДКОСТИ НА УПЛОТНЯЮЩИЕ ЗАТВОРЫ ПЛАВАЮЩИХ КРЫШ РЕЗЕРВУАРОВ

П.А. Макаров, Г.А. Нигаматзянова, УГНТУ, г. Уфа.

Снижение количества потерь от испарения при хранении является одним из важнейших факторов, способствующих повышению эффективности работы предприятий в нефтяной отрасли, в частности в сфере трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Один из самых эффективных методов уменьшения потерь углеводородов – использование плавающих крыш (ПК). ПК позволяют сократить потери не менее чем на 85%. Данный метод широко применяется и в зарубежной практике.

По мере заполнения резервуаров с плавающей крышей, возрастает нагрузка на элементы уплотняющих затворов, что может привести их к преждевременному выходу из эксплуатации. Возникают проблемы с заклиниванием витков пружин и перекося плавающей крыши, вследствие чего ПК может заклинить между стенок резервуара и деформировать его.

Плавающая крыша стремится в обратном направлении от приемно-раздаточных патрубков, там и происходит максимальное прижатие уплотняющего затвора к стенке резервуара. На диаметрально противоположной

стороне ПК происходит обратная ситуация, затвор обеспечивает минимально возможное усилие на стенку резервуара. Далее амплитуда ПК будет уменьшаться и приходить в свое первоначальное состояние. Совокупность этих факторов может привести к перекосу и заклиниванию плавающей крыши, и разрушению уплотняющего затвора.

В процессе проектирования не учитываются такие факторы, как растяжение стенки при разном уровне заполнения резервуара. Высота столба жидкости с разным давлением воздействует на стенки резервуара, что напрямую зависит на работу уплотняющего затвора ПК.

Также стоит брать в расчет вес ПК от наполненности резервуара, так как при наполнении резервуара с «нуля» ПК испытывает более сильные амплитуды, чем при заполнении от более высокого уровня наполненности, что тоже влияет на правильную работу уплотняющего затвора и на его возможные заклинивания и перекосы. Вес ПК относительно веса полностью заполненного резервуара очень мал, чем пренебрегают при расчете стенок резервуара. Стоит обратить внимание и провести расчёт с учетом этого веса при проектировании резервуара.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дусалимов, М. Э. Обзор существующих конструкций уплотняющих затворов плавающих крыш резервуаров / М. Э. Дусалимов, Р. А. Харисов, Ф. М. Мустафин // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 114-130.
2. Дусалимов, М. Э. Совершенствование уплотняющего затвора для резервуаров с плавающими крышами и технологии его монтажа: специальность 25.00.19 "Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Дусалимов Марсель Эдуардович. – Уфа, 2013. – 156 с.
3. Дусалимов, М. Э. Исследование жесткости уплотняющего затвора плавающих крыш резервуаров / М. Э. Дусалимов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 2(88). – С. 64-72.

УДК 622.692.23.075.4

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ С ПЛАВАЮЩИМИ КРЫШАМИ

Г.А. Нигаматзянова, П.А. Макаров, УГНТУ, г. Уфа

Резервуары с плавающими крышами (ПК) являются эффективными емкостями для хранения нефти и нефтепродуктов с точки зрения сокращения потерь от испарения. Однако, в связи с уникальностью конструкции по сравнению с резервуарами со стационарными крышами, проектирование конструкции резервуаров с ПК требует учета дополнительных факторов, влияющих на дальнейшую эксплуатацию таких конструкций.

При эксплуатации резервуаров с плавающими крышами (РВСПК) существует ряд проблем, связанных с неэффективной очисткой стенки резервуара, которая может привести к заклиниванию и перекосу плавающей крыши. Известно, что нефть – это горючее вещество различной вязкости, отложения которой оседают на стенках резервуара. В летнее время отложения под действием

положительной температуры разогреваются и падают на поверхность плавающей крыши резервуара, тем самым нарушаются требования нормативных документов по предельной пожарной нагрузке.

Во избежание заклинивания плавающей крыши, её диаметр обычно принимается от 200 до 700 мм меньше внутреннего диаметра резервуара. В зазоре между стенкой плавающей крыши и стенкой резервуара устанавливаются специально разработанные устройства, такие как уплотняющие затворы, которые позволяют исключить до 97-99% выпаривания продукта. Кроме того, затвор исключает возможность заклинивания крыши при отклонении стенки резервуара от цилиндрической формы, из-за неравномерной осадки резервуара, воздействия атмосферных и ветровых нагрузок, и возможных недостатков при монтаже конструкции.

Также в процессе проектирования не учитывается давление от пружин уплотняющих затворов на стенку резервуара – дополнительное давление может привести к увеличению растягивающих напряжений в стенке и как следствие, возможное появление трещин в сварных швах. Возникают такие напряжения в предельных отклонениях ПК от центральной оси. В худшем случае это может привести к выводу резервуара из безопасного эксплуатации или изменением параметров его использования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ влияния эксплуатационных факторов на плавающие крыши резервуаров / Г.Р. Саматова, М.Э. Дусалимов, И.Ф. Кантемиров, Д.А. Гулин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 1. – С. 34-38. – DOI 10.24411/0131-4270-2020-10107
2. Дусалимов, М.Э. Совершенствование уплотняющего затвора для резервуаров с плавающими крышами и технологии его монтажа: специальность 25.00.19 "Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Дусалимов Марсель Эдуардович. – Уфа, 2013. – 156 с.
3. Дусалимов, М.Э. Исследование жесткости уплотняющего затвора плавающих крыш резервуаров / М.Э. Дусалимов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 2(88). – С. 64-72.

УДК 621.644.073

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ВИНТОВОГО АНКЕРНОГО УСТРОЙСТВА

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.), которые 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 своим весом (утяжелители седловидного типа; железобетонные утяжелители и т.д.);

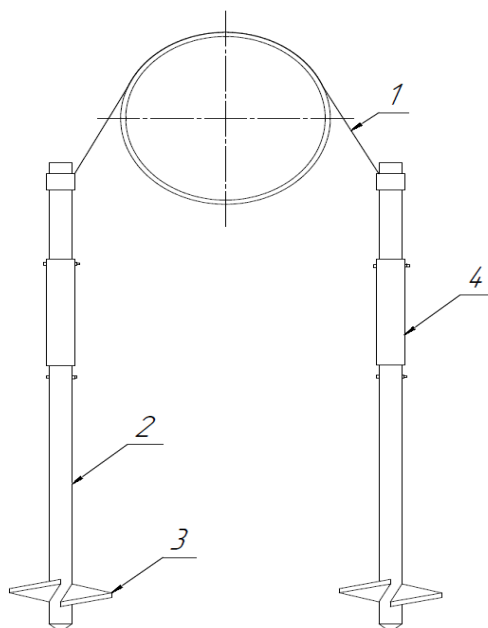
2) устройства, использующие удерживающую способность грунта (винтовые анкерные устройства; вмораживаемые анкеры; анкерные устройства раскрывающегося типа; анкерные устройства стержневого типа; выстреливаемые анкерные устройства; козловые анкерные устройства и т.д.).

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.

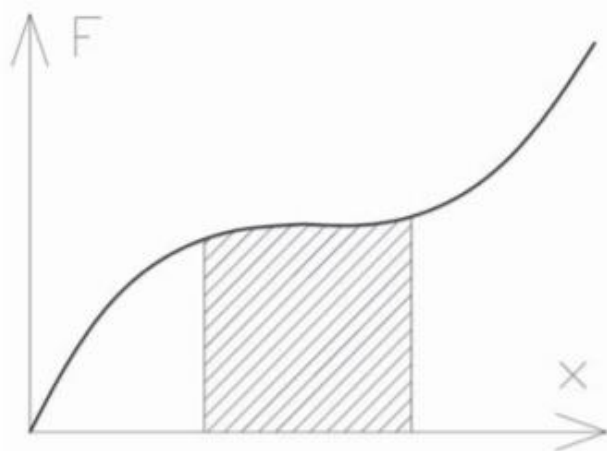
Достигается это за счет квазинулевой жесткости [2], что позволяет пружинам растягиваться без увеличения нагрузки возлагаемой на пакет тарельчатых пружин, то есть пакет пружин служит амортизатором.



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

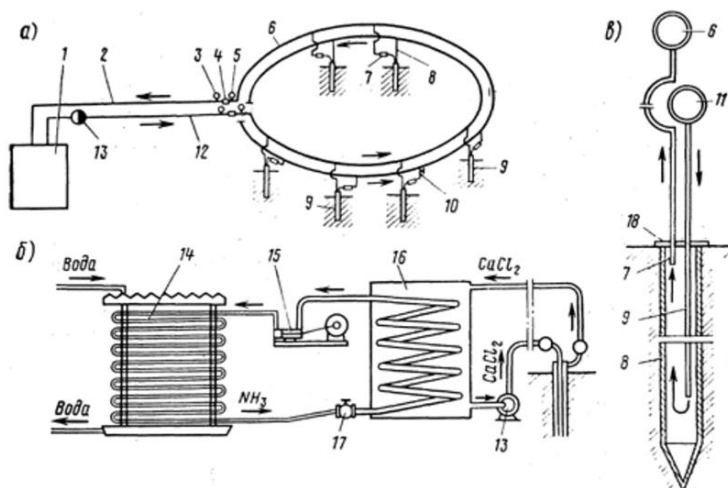
1. Zotov, A.N. Systems with quasi-zero-stiffness characteristic / A.N. Zotov // Proceedings. IPACS Open Access Electronic Library, OPEN LIBRARY, 6th EUROMECH Nonlinear Dynamics Conference, ENOC 2008. – 98 p.

СИСТЕМА ЗАМОРОЗКИ ГРУНТА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РЕЗЕРВУАРОВ С ПОМОЩЬЮ ХЛАДАГЕНТОВ

Е.В. Павлов, г. Москва

На крайнем севере расположено много стратегически важных объектов для России, в особенности месторождений ресурсов природопользования. Строительство зданий и нефтегазовых сооружений является неотъемлемой частью комплекса мероприятий по добыче углеводородов. Резервуары эксплуатируются в различных климатических условиях с температурой окружающего воздуха до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ [1].

В работе рассмотрена технология искусственного замораживания грунтов для строительства резервуаров на крайнем севере. Из-за высокой степени риска оттаивания верхнего слоя грунта в периоды потепления, может повлечь за собой проблемы разрушения фундаментов, которые в свою очередь возможно решить системами заморозки грунтов. Данные системы наиболее экономические выгодные в отличие от конструктивного решения проветриваемого подполья. Рассмотрим два метода, которыми активно пользовались в СССР, а так же ими активно пользуются сейчас (в зависимости от используемого хладагента): рассольный метод и способ заморозки с помощью жидкого азота. Наиболее экономически выгодный для строительства резервуаров, является рассольный метод, так как в данной системе используется охлажденный раствор хлористого калия многократно используемый в закрытой циклической системе, который способен находится в жидком агрегатном состоянии при отрицательных температурах.



- 1 – рассольный бак; 2 – обратный рассолопровод; 3 – термометр; 4 – водомер; 5 – манометр;
 5 – коллекторное кольцо; 7 – отводящая труба; 8 – замораживающие колонки;
 9 – питающая труба; 10 – кран; 11 – распределительный рассолопровод;
 12 – прямой рассолопровод; 13 – насос; 14 – конденсатор; 15 – аммиачный компрессор;
 16 – испаритель; 17 – регулирующий вентиль; 18 – головка замораживающей колонки
 Рисунок 1 – установка для замораживания грунтов рассольным методом:
 а) – схема циркуляции раствора; б) – схема замораживающей станции;
 в) – конструкция замораживающей колонки;

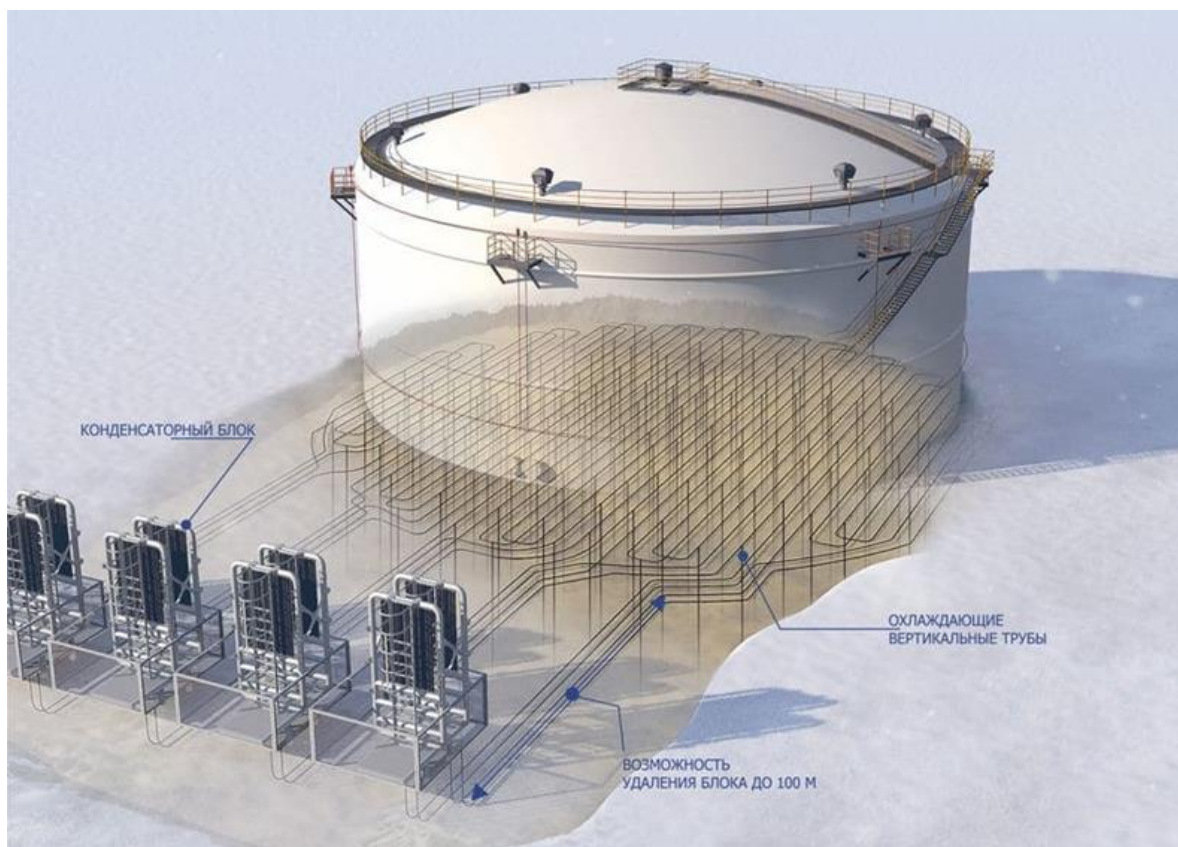


Рисунок 2 - Визуализация установки для замораживания грунтов рассольным методом.

Критерии оценки образования замороженного массива

1. Проектная толщина замороженного массива
2. Гидрогеологические условия
3. Число замораживающих колонок
4. Температура циркулирующего рассола

Экономическая целесообразность и эффективность, обуславливается сроками производства работ, которые выше и затратами при эксплуатации, которые существенно ниже, нежели при другом методе. Использование данного метода в промышленных масштабах и увеличения числа резервуарных парков значительно снизят затраты и период окупаемости проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту Разработчики: Г.К. Лебедев, В.Г. Колесников, Г.Е. Зиканов, О.Н. Лайков (ЦНИЛ, часть I); Ю.К.Ищенко, Г.А.Ритчик, Л.В.Дубень, Н.Е.Калпина (ВНИИ монтаж спецстрой, часть II)
2. Строительство метрополитенов М., Транспорт 1987, Искусственное замораживание грунтов: рис. Установка замораживания грунтов рассольным методом.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СПГ МЕТОДОМ БАЗОВЫХ ШКАЛ

В.П. Пивнов, ООО «Газпром трансгаз Москва» УАВР,

А.А. Сергеева, Р.А. Баринов, РУДН, г. Москва

В настоящее время актуальным остается вопрос применения новейших способов и методов качественной оценки различных видов деятельности. В данной работе рассматривается многокритериальная задача, в которой сравниваются множество неоднородных показателей при помощи балльно-рейтинговой системы оценок. Выставление рейтинговых оценок позволяет достаточно объективно провести количественный (коэффициентный) и качественный анализы.

Цель данной работы заключается в разработке программы, позволяющей максимально автоматизировать процесс решения задач по выбору оптимального варианта.

Рассмотрим принцип работы данного метода базовых шкал на примере газоснабжения региона (Амурская область). Исходными данными являются: экономические, производственные и социальные критерии. При создании системы газоснабжения региона необходимо определить оптимальный период пополнения запасов СПГ.

Обеспечение потребителей СПГ базируется на определении количества потребляемого и хранимого топлива. Для того, чтобы правильно сформировать систему газоснабжения необходимо определить подходящие резервуары: еженедельного, ежемесячного или ежегодного пополнения СПГ.

Для определения оптимального оборота СПГ подобраны следующие критерии, которые приведены в таблице 1. Критерии оценивались по 5-ти бальной шкале.

Процесс выбора оптимального варианта методом базовых шкал можно разделить на следующие этапы:

- сбор исходный данных (определение вариантов, определение размерных критериев, выбор прямой/обратной зависимости);
- назначение базовой шкалы;
- определение минимальных и максимальных значений размерных критериев;
- определение минимальных и максимальных значений базовой шкалы;
- переход от размерных критериев к баллам;
- попарное сравнение вариантов по правилу гарантированных достоинств и недостатков;
- получение суммарных значений баллов после попарного сравнения;
- выбор максимального значения (оптимального варианта);
- принятие решение о выборе оптимальной системы хранения для СПГ.

Таблица 1 – Критерии выбора резервуаров для хранения СПГ и их оценка

№	Наименование критерия	неделя		месяц		год	
		значение	балл	значение	балл	значение	балл
1	Капитальные затраты на строительство хранилищ	948 млн. руб.	5	4108 млн. руб.	3	49291 млн. руб.	1
2	Затраты на эксплуатацию и обслуживание хранилищ	142 млн руб.	5	616 млн руб.	4	7394 млн руб.	1
3	Логистические затраты	84 млн. руб.	1	67 млн руб.	4	64 млн руб.	5
4	Потери от испарений	96 т/год	1	79 т/год	2	44 т/год	5
5	Хранимый страховой запас СПГ	336164 т	4	1456710 т	3	17480526 т	2
6	Площадь необходимого землеотвода	3477 м ²	5	15068 м ²	3	180822 м ²	1
7	Количество обслуживающего персонала	20 чел.	2	30 чел.	3	50 чел.	4
8	Доля некачественного СПГ	1%	3	1%	3	1%	3
9	Время заполнения хранилищ	2 суток	5	10 суток	3	30 суток	1
10	Площадь потенциально-взрывоопасного участка	2430 м ²	3	10547 м ²	2	126575 м ²	1

Расчёты выполнены в программе MS Excel, с использованием расчетов для прямой и обратной зависимостей.

Расчетное соотношение для прямой зависимости баллов от размерных критериев:

$$X = \frac{(A - \min)(\max B - \min B)}{\max - \min} + \min B \quad (1)$$

где А - фактический размерный критерий;

max / min – максимальное/минимальное значение, размерного критерия;

maxB / minB – максимальное/минимальное значение, выбранной шкалы.

Расчетное соотношение для обратной зависимости баллов от размерных критериев:

$$X = \frac{(\max - A)(\max B - \min B)}{\max - \min} + \min B \quad (2)$$

Приведенная последовательность действий позволяет оперативно и обосновано принимать решение о выборе оборудования для системы хранения СПГ.

По итогам расчетов оптимальным определен недельный запас СПГ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бологан П.С. Пивнова М.А., Томленова О.А., Пивнов В.П. Модель газоснабжения Амурской области СПГ: Тезисы докладов 71-ой международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2017». – М., 18–20 апреля 2017. – Т. 2. – С. 21.
2. Пивнов В.П., Пивнова М.А. Логистические принципы в системе газоснабжения региона. В кн.: Булатовские чтения. Материалы III международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) В 5 томах. Том 5: технические и технологические разработки. Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки, Краснодар, 31 марта 2019. С. 181-186.
3. Пивнов В.П., Гаврилова А.Ф., Пивнова М.А., Бологан П.С. Исследования логистических резервов при компенсации неравномерности газопотребления: Тезисы докладов 75-ой международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2021». – М., 26–30 апреля 2021. – Т. 1. – С. 516-517.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КОМПЛЕКСА АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА

Ю.А. Рахматуллина, Т.С. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа

При вырезке дефектного участка трубопровода, проложенного в структурно-неустойчивый грунт, возникает проблема смещения оси граничных дефектному участкам трубопровода, из-за чего возникают трудности установки новой катушки. Есть необходимость применения устройства фиксации положения трубопровода и центровки концов относительно друг друга без допущения возникновения дополнительных напряжений [1].

При анализе существующих устройств и способов для вырезки дефектного участка магистрального трубопровода [2] выявлено, что в настоящее время отсутствуют методы, которые одновременно удовлетворяют критериям безопасности, технологической и экономической эффективности.

Рассмотрен патент [3], где предлагается внедрение центрирующего устройства для комплекса аварийно-восстановительного ремонта магистральных трубопроводов на болотах первого типа и обводненных участках.

Основной целью исследования является проведение расчета напряженно-деформированного состояния устройства при смещении осей граничных участков трубопровода при вырезке дефектного участка под действием внешних нагрузок.

Задачи исследования:

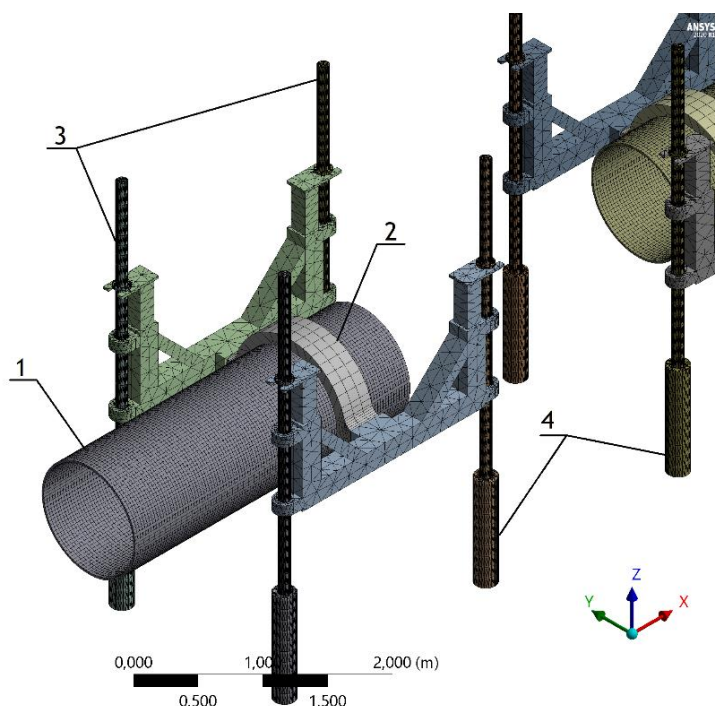
- 1) Разработка расчетной 3D модели опорно-центрирующего устройства, предложенного в патенте;
- 2) Анализ граничных условий и нагрузок, влияющих на устройство и трубопровод в процессе проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта. В работе [4] описан метод моделирования перемещений трубопровода, планируется использование данных моделей.
- 3) Расчет основных технологических характеристик устройства для замены катушек труб различного диаметра.

На рисунке 1 представлена сетка модели опорно-центрирующего устройства, используемая при проведении комплекса аварийно-восстановительного ремонта, для предотвращения смещения осей граничных дефектному участкам трубопровода.

Для подтверждения необходимости использования данного устройства необходимо произвести расчет устройства и трубопровода на прочность и устойчивость. Для расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода необходимо приложить такие нагрузки, как давление грунта и захвата устройства, защемление в местах соединения с опорно-центрирующим устройством, предварительный изгиб.

При проведении комплекса аварийно-восстановительного ремонта – вырезки дефектного участка, трубопровод 1 с помощью вертикальных направляющих 2 закрепляется обхватывающим хомутом 3 и анкерными устройствами 4 погружается в структурно-неустойчивый грунт для центрирования оси трубопровода в проектном положении для правильной установки новой катушки.

Результатами исследования является выявление расстояния для установки опорно-центрирующего устройства от границ вырезанного участка без допущения возникновения дополнительных напряжений при обхватывающем воздействии хомута на трубопровод. Определение глубины залегания анкерных свай в структурно-неустойчивый грунт для эффективного использования устройства.



1 – трубопровод; 2 – обхватывающий хомут; 3 – вертикальные направляющие; 4 – анкеры
Рисунок 1 – Опорно-центрирующее устройство

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. A M Akhmedov Device to support section of major pipeline under repair in trench when doing repair works / A M Akhmedov [Электронный ресурс]. – URL: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering.
2. И.А. Шаммазов, Д.И. Сидоркин, Э.Р. Джемильев АНАЛИЗ СПОСОБОВ И УСТРОЙСТВ ДЛЯ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ВЫРЕЗКОЙ ДЕФЕКТНОГО УЧАСТКА / И.А. Шаммазов, Д.И. Сидоркин, Э.Р. Джемильев [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46209419&ysclid=19472sxec3118442798>.
3. Пат. 148090 РФ, МПК F 16 L 1/26. Опорно-центрирующее устройство концевой участка магистрального нефте- или газопровода / Ю.Г. Матвеев, Ю.Д. Коннов, Д.И. Сидоркин. 2014111881/06, Заявлено 27.03.2014; Опубл. 27.11.2013.
4. Моделирование продольных перемещений трубопровода в многолетнемерзлых грунтах / Т. С. Султанмагомедов, Р. Н. Бахтизин, С. М. Султанмагомедов, А. Р. Урманова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 4. – С. 87-96. – EDN MNZQYE.

ПРИМЕНЕНИЕ ГИБРИДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

А.А. Салихова, Т.Р. Насибуллин, УГНТУ, г. Уфа

Выявление и применение инновационных материалов в промышленности – это шаг к сокращению затрат, увеличению прибыли и эффективности производства.

Основная идея анализа проблемы хранения значительных объёмов нефти и нефтепродуктов заключается в создании новых видов емкостей с применением искусственных и естественных пустот в толще земли для того, чтобы сохранить нефтепродукты в исходном количестве и, главное, качестве в связи с таким явлением, как испарение легких фракций углеводородов. Как правило, результатом внушительных потерь нефтепродуктов являются значительные убытки. В связи с этим, актуальной проблемой на сегодняшний день является выбор соответствующего типа резервуара, который позволит сохранить все важнейшие первоначальные свойства нефтепродуктов в процессе выдерживания в ёмкости.

В 2016 году научно-производственная фирма «Политехника» занялась производством резервуаров типа «гибрид», выполняемых по инновационной технологии. Резервуары данного типа удачно комбинируют в себе прочность традиционных стальных резервуаров типа РВС, при этом обладают ощутимо меньшей толщиной стенки и массой конструкции, с надежностью и мобильностью эластичных резервуаров [1].

Одни из основных превосходств эластичных резервуаров, которые позволяют выйти им на уровень выше уже известных и давно используемых резервуаров — мобильность и возможность монтажа без тяжелой техники в кратчайшие сроки.

Основное предназначение гибридных резервуаров – продолжительное и эффективное хранения сырой нефти, светлых и темных нефтепродуктов и других технических жидкостей. Вместе с тем гибридные резервуары нашли своё применение для организации хранения воды при технологических процессах.

Свою популярность получили благодаря ряду достоинств, к которым стоит отнести: высокие прочностные характеристики, простоту сборки, герметичность, универсальность, долговечность, исключение возникновения коррозии, достаточную вместимость.

Таким образом, цель данной работы – подробно изучить разновидность и функциональность гибридных резервуаров, выявить преимущества резервуаров данного типа, рассмотреть область их применения и доказать эффективность их применения в условиях современных реалий нефтегазовой промышленности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Производитель мягких резервуаров и эластичных ёмкостей для нефтепродуктов и топлива НПФ Политехника. – [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://poli.ru/> (дата обращения 01.10.2022).

ИССЛЕДОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАЗРУШЕНИЯ МЕТАЛЛА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА НА УЧАСТКЕ С КОРРОЗИОННЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

*С.А. Сильвестров, ООО «Астрапроект», г. Казань,
И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа*

Коррозионные повреждения поверхности длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов (МГ), как правило, имеют характерные следы и отложения. Вопросы, касающиеся механизма коррозии, представляют особый интерес, так как позволяют разработать мероприятия, предотвращающие условия для развития коррозионных повреждений. Известно, что участки с коррозионным растрескиванием под напряжением часто сопровождаются отложениями сидерита, но вопрос, какое развитие имеют коррозионные процессы в приповерхностных слоях и в теле металла, изучен недостаточно.

Целью настоящей работы является исследование физическими методами развития разрушения металла длительно эксплуатируемого МГ на участке с коррозионным отложениями.

Для анализа использовался образец стали марки 17Г1С, вырезанный из длительно (более 30 лет) эксплуатируемого МГ.

Были использованы следующие методы: оптическая и электронная микроскопия, Оже-спектроскопия, рентгенографический фазовый анализ, ядерная гамма-резонансная спектрометрия.

На наружной поверхности трубы визуально обнаружены трещины, отдельные коррозионные язвы и отложения светло-бурого цвета толщиной около 0,1 мм. С помощью оптической микроскопии на поверхности обнаружено наличие игольчатой коррозии. На поперечном резе образца выявлены растрескивания, образованные по механизмам локального растворения на конце трещины и хрупкого водородного разрушения. При увеличении обнаружено наличие большого количества пор размером от 0.5 мкм до 10 мкм, равномерно распределенных по всей площади шлифа. В зоне трещин выявлены скопления пор, зародыши трещин на порах, включения неоднородностей в металле.

Механическим резом произведено продольное раскрытие трещины и его исследование. Визуально на берегах трещины обнаружены отложения темно-бурого цвета. Получен мёссбауэровский спектр на пропускание вершины трещины на утончённом до 80 мкм образце (рисунок 1).

Спектр состоит из секстета линий площадью 87.7%, соответствующего сплаву 17ГС. Наблюдаются также линии гидроокиси железа (8.6%) и сидерита (3.7 %), которые показаны стрелками.

Микроструктурным анализом поперечного реза трубы обнаружено большое количество пор в межзеренном пространстве размером от 0.5 мкм до 10 мкм, равномерно распределенных по всей площади шлифа, на прилегающих к трещинам участках количество пор значительно больше. Поры преимущественно расположены на участках цементита, в том числе наблюдалось не-

сколько продольно ориентированных пор с трещинами и признаками блистеринга. По границам зерен выявлены фазы цементита Fe_3C . Микроструктура поверхности шлифа имеет слоистое распределение цементита одинаковое у внешнего края, в середине и возле внутреннего края, но имеющее отличия возле трещин.

С помощью Оже-электронной спектроскопии определен элементный состав включений – Fe (≈ 72 ат. %) и C (≈ 28 ат. %), – форма Оже-пика C карбидная, соответствует фазе цементита Fe_3C . Элементный состав поверхности шлифа однороден по всей площади: «матрица» (феррит) – Fe ≈ 99 ат. % и «включения» (цементит) – Fe ≈ 72 ат. % и C ≈ 28 ат. %.

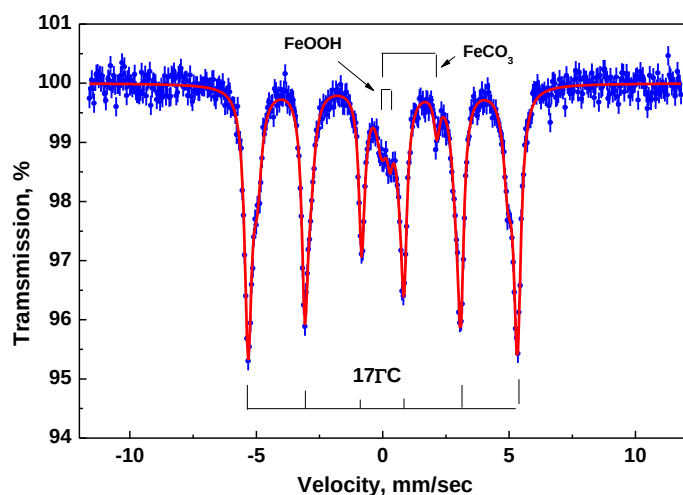


Рисунок 1 – Мёссбауэровский спектр участка трубы с вершиной трещины

Послойным рентгенофазовым анализом образца установлено, что во внешнем слое трубы, наряду с α -Fe, присутствуют карбонаты железа FeCO_3 ; во внутреннем – оксиды железа Fe_3O_4 , в среднем – только α -Fe. По отношению к среднему слою наружный слой имеет остаточные сжимающие напряжения – 176 МПа, внутренний – порядка 235 МПа.

Проведенные исследования позволили выявить комплекс признаков, позволяющих воссоздать картину процесса длительного стресс коррозионного растрескивания под напряжением МГ. Нарушение изоляции и доступ анаэробной среды к металлу; отложения сидерита, свидетельствующие об углекислотной коррозии с выделением на поверхности адсорбированного водорода, далее абсорбируемого в металл; гидроокись железа свидетельствует о доступе растворенного кислорода; многочисленные поры, сегрегация углерода по границам зерен в виде карбидов железа свидетельствуют о признаках потери пластичности металла. Неоднородные по толщине большие механические напряжения вызывают неравномерное распределение нагрузок как по поверхностям, так и по сечению.

Таким образом данные исследования позволили подтвердить ранее полученные авторами доклада и другими исследователями результаты и воссоздать общую картину процессов, способствующих разрушению длительно эксплуатируемых газопроводов, в том числе при докритических нагрузках.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шаммазов, А.М. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях: в 2 т. Т.1: Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов, Г.Е. Коробков. – М.: Интер, 2005. – 706 с.
2. Ямалеев, К.М. Изменение тонкой структуры трубной стали 17ГС в процессе эксплуатации / К.М. Ямалеев, А.В. Пауль // Исследование в области надежности и эффективность эксплуатации магистральных нефтепроводов: Тр. ВНИИСПТнефть. – Уфа, 1987. – С. 27-30.
3. Сильвестров С.А., Вагизов Ф.Г., Кантемиров И.Ф., Денисов А.Е. Исследование характеристик металла длительно эксплуатируемого магистрального газопровода, способствующих коррозионному растрескиванию при докритических нагрузках. 2-я Международная конференция «Коррозия в нефтегазовой отрасли» -CORROSIONOIL & GAS2021. 15-17 мая 2021 г. – Санкт-Петербург, Россия–Сборник тезисов: 2021. – 121 (99) стр.

УДК 622.691.4.053

ВЛИЯНИЕ КОМБИНАЦИИ ДОПУСТИМЫХ ДЕФЕКТОВ НА ПРОЧНОСТЬ СВАРНОГО ШВА ТРУБОПРОВОДА

М. Н. Сиряченко, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа

В работе освещены результаты текущего исследования коэффициента концентрации напряжений для комбинации допустимых дефектов, в частности— для непровара в корне шва и двух подрезов. В ходе анализа возможных комбинаций допустимых дефектов был найден случай, не освещаемый ранее в других работах или существующими формулами. Следует отметить, что для других комбинаций дефектов, не описанных в существующей нормативной документации, ранее были найдены такие несоответствия и составлены новые формулы [1].

Существующая документация дает возможность определить теоретический коэффициент концентрации напряжений для распространенных дефектов сварного шва. Для многих комбинаций дефектов формулы отсутствуют, вследствие чего возникает необходимость дальнейшего изучения вопроса, особенно при комбинации дефектов, которые нормативно-техническая документация классифицирует как «допустимые».

В результате предварительного анализа и расчета с учетом геометрии шва был выделен наиболее неблагоприятный случай. Результаты расчета представлены в таблице 1, для наглядности также приведены два менее критичных случая.

Таблица 1 – Результаты расчета для комбинаций дефектов

	Коэффициент формы шва	Коэффициент подреза сварного стыка	Коэффициента непровара сварного стыка	Теоретический коэффициент концентрации напряжений
Подрез	1,43	1,58	-	2,26
Два подреза	1,43	2,50	-	3,57
Два подреза и непровар в корне шва	1,43	2,5	2,45	8,75

При полученном значении теоретического коэффициента для комбинации с непроваром металл сварного шва работает за пределами упругой зоны, что характерно для трещиноподобных дефектов. В ходе перерасчета по эффективному коэффициенту концентрации напряжений были получены результаты для диаграммы «целостность-разрушение» (рис. 1), приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета для диаграммы «целостность-разрушение»

Переменная	σ_{02}^{mat} , МПа	σ_B^{mat} , МПа	L_r^{max}	L_r	K_r
Значение	460	550	1,1	13,25	0

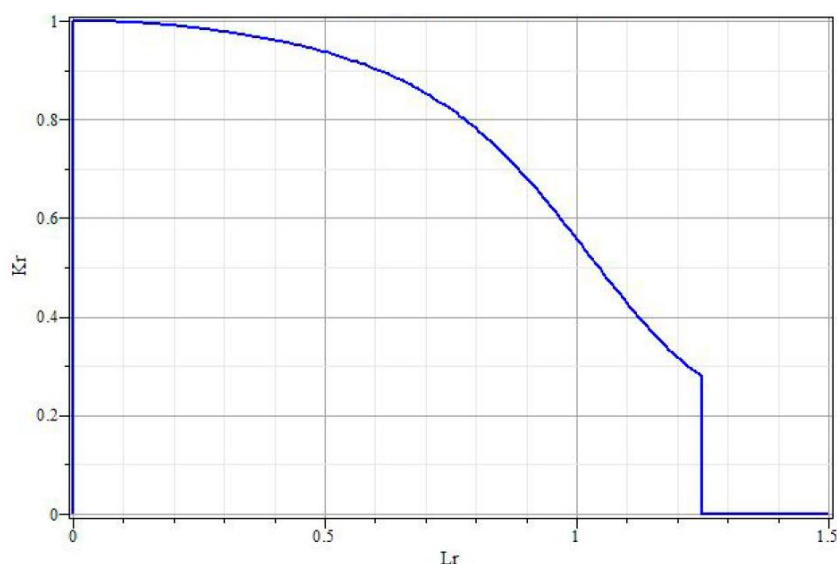


Рисунок 1 – Диаграмма «целостность-разрушение» модели ДЦР-1

Из приведенной диаграммы и результатов расчета можно сделать вывод, что комбинация дефектов, допустимых согласно РД-25.160.10-КТН-016-15, является недопустимой.

Таким образом, в ходе работы установлена новая комбинация допустимых дефектов, не допустимая согласно существующим формулам и нормативной документации. В ходе следующего шага исследования планируется провести дальнейший анализ несоответствия, разработав формулу, описывающую случай корректно, с применением цифрового моделирования ситуации и испытания образцов на разрыв для подтверждения правильности расчетов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рафиков, С.К. Расчет остаточного ресурса нефтепроводов по малоцикловой долговечности стали труб с учетом выявленных дефектов. Уфа: УГНТУ, 2019. 20 с.

МЕТОДЫ РАСЧЕТА РАБОТЫ ТРУБНОГО ГАЗООТДЕЛИТЕЛЯ ПРИ ПРОБКОВОМ РЕЖИМЕ ТЕЧЕНИЯ ВОДОНЕФТЕГАЗОВОЙ СМЕСИ

В.М. Тарасов, ТИУ, г. Тюмень

При транспортировании продукции скважин с повышенным содержанием газа в трубопроводах происходит образование жидкостных пробок, которые обуславливают пульсации потока, вызывающие циклические нагрузки на трубопровод, особенно в местах его изгиба и в ряде случаев могут вызвать опасное смещение трубопровода, а при надземной прокладке падение с опор и разрушение. Для предотвращения пробкообразования в нефтегазовых потоках в системе нефтегазосбора рекомендуется способ раздельного сбора нефти (жидкости) и газа, причём разделение газа и жидкости может осуществляться двумя основными путями: установкой нефтегазовых сепараторов (НГС) и трубных устройств.

При этом предполагается, что трубные устройства являются автономными, то есть не связанными с емкостными аппаратами, которые являются сосудами, работающими под давлением, и требуют постоянного обслуживания и технического освидетельствования.

Основной задачей известных трубных устройств для разделения газожидкостной (нефтеводогазовой) смеси является перевод режима течения смеси из пробкового в раздельный путём снижения скорости смеси (увеличения площади сечения трубопровода) с последующим отбором разделённых фаз расчёт такого типа пробкоуловителей аналогичен технологическим расчётам устройств предварительного отбора газа (УПОГ). В нефтепромысловой практике устройства предварительного отбора газа используются для снижения нагрузки НГС по газу и, как трубные пробкоуловители (ТПУ), для предотвращения залповых поступлений жидкости в НГС. Возможные выбросы жидкости в газовые линии или газа в нефтяные линии улавливаются путём установки на газовой линии газосепаратора, сбрасывающего жидкость в НГС и регулирования уровня жидкости в НГС.

Автономное использование трубного устройства ТПУ-УПОГ для реализации раздельного сбора газа и жидкости в системе нефтегазосбора предполагает саморегулирование потоков в выходящих трубопроводах таким образом, чтобы возможные выбросы жидкости в газопровод, а газа в нефтепровод были по возможности исключены, либо значительно уменьшены.

Для этого предлагается раздельный режим течения в ТПУ создавать после прохождения пробки через нисходящий трубопровод, саму пробку улавливать, расслаивать перед поступлением в нефтепровод в пробкоуловительной секции с одновременным отбором газовой пробки через патрубки отбора газа, расположенные в нисходящем трубопроводе. Схема трубного пробкоуловителя-трубного газоотделителя (ТПУ-ТГО) для реализации этого процесса и само схематическое изображение стадий процесса приёма, расслоения пробки, отбора газа и жидкости, соответственно, в газопровод и нефтепровод изображена на рисунке 1.

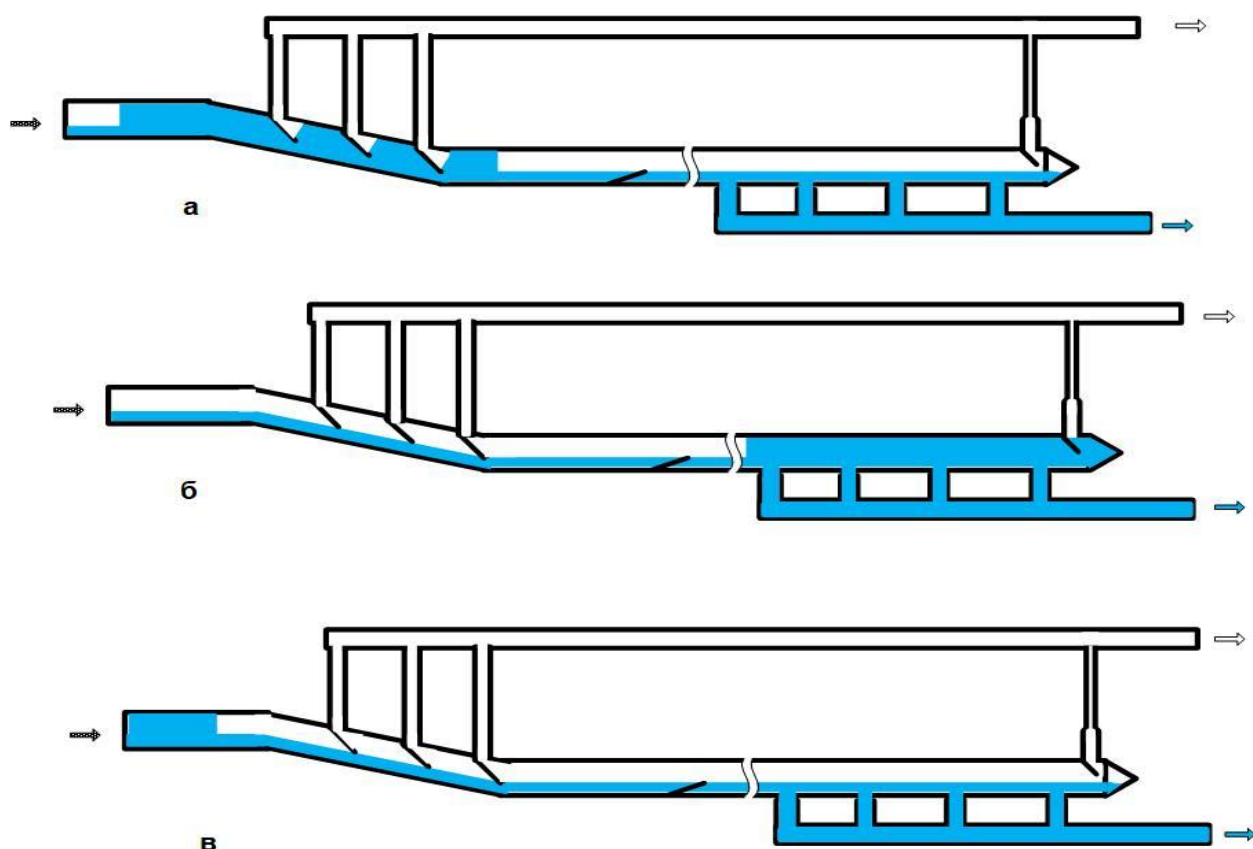


Рисунок 1 – Работа трубного пробкоуловителя-газоотделителя: а - прохождение пробки жидкости в пробкоулавливающую секцию через нисходящий трубопровод; б – торможение пробки в пробкоулавливающей секции в зоне патрубков сброса жидкости; в – расслоение пробки перед приходом следующей

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хабибуллин Р.А., Девятьяров С.С., Жигалев Е.В., Трифонов А.В., Пяткин А.В., Горидько К.А., Шабонас А.Р., Вербицкий В.С. Анализ влияния многофазного потока на механические колебания нефтегазосборного трубопровода Новопортовского нефтегазового месторождения // Нефтяное хозяйство, 2017, №12, С.56-59
2. Kirill Goridko, Rinat Khabibullin and Vladimir Verbitsky. Flow Induced Vibration and Movements Modelling on Multiphase Pipeline on Russian Far North Green Field, SPE-196433-MS (presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Bali, Indonesia, 29-31 October 2019) - DOI: 10.2118/196433-MS.
3. Повышев К.И., Вершинин С.А., Верниковская О.С. Нефтегазоконденсатные месторождения. Системный подход к управлению мультифазным потоком// ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2017 — № 4(6). — С. 59-63

ОБОСНОВАНИЕ ТОЛЩИНЫ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННЫХ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

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.

В настоящее время на территории нашей страны не существует нормативный документ, который бы в полной мере отражал требования к строительству и реконструкции изотермических резервуаров. Исходя из этого существуют сложности, связанные с типовыми расчетами изотермических резервуаров, так как для них отсутствует полноценная методика. Компании, занимающиеся строительством таких резервуаров, как правило, в своих методиках ссылаются на зарубежные нормативные документы, которые, как и говорилось ранее не могут быть в полной мере применены на отечественных объектах, в виду их особенностей.

Требования к изоляции для вертикальных цилиндрических стальных емкостей для хранения сжиженных газов с рабочей температурой от 0 до минус 165 °С, представленные в ГОСТ Р 58029-2017, в котором по сути указаны только рекомендации по использованию изоляционных материалов для различных видов резервуаров. Методика, позволяющая определить конкретные параметры (ТИ), не приводится.

Всвязи с этим изучение теплоизоляции резервуаров для хранения СПГ в России остается актуальным и востребованным. Несмотря на внешнеполитические условия спрос на СПГ остается стабильно высоким. В тоже время не стоит забывать и о преимуществах СПГ перед другими видами углеводородов, например, удобство хранения и транспортировки, экологичность, что делает на сегодняшний день СПГ одним из самых перспективных видов сырья.

В результате расчетов у нас получаются следующие значения, которые мы предоставляем на рисунке 1.

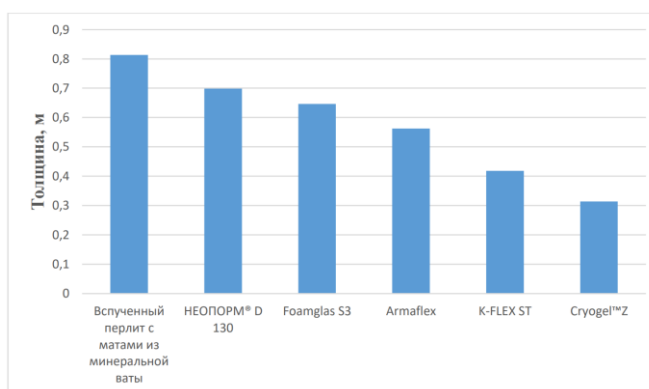


Рисунок 1 – Результаты расчета толщины теплоизоляции

Из результатов мы видим, что наиболее предпочтительным видом теплоизоляции являются аэрогели (Cryogel™Z). При меньшей толщине, они имеют меньший коэффициент теплопередачи, что особенно важно при работе с СПГ. Методика расчета толщины теплоизоляции была основана на понятии эквивалентного коэффициента теплопроводности, а также на расчете массы продукта, потерянного в результате испарения при изотермическом хранении. Кроме того, была составлена математическая модель в программном комплексе Ansys Workbench, которая показывает процесс теплообмена с использованием различных видов теплоизоляции.

В дальнейших исследованиях планируется более подробное изучение зарубежных методик расчетов теплоизоляции, создание модели в программном комплексе SolidWorks, а также усовершенствование данной методики расчета теплоизоляции путем использования дифференциальных уравнений термодинамики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шаммазов А.М. Производство, хранение и транспорт сжиженного природного газа/ А.М. Шаммазов, Р.К., Терегулов, 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. Терегулов, Б. Н. Мастобаев. - СПб.: Недра, 2016. - 428 с

УДК 622.692.4.053

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДВУХСЛОЙНОЙ ТРУБЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

М.А. Фассахов, М.И. Байкова, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день одной из основных проблем нефтепроводных систем является низкая коррозионная стойкость, что приводит к частым авариям с последующим ремонтом и большими капитальными затратами. Авторами предлагается решение по устранению данной проблемы посредством строительства трубопроводных систем из труб с верхним слоем из стали и внутренним слоем из полиэтилена с высокими антикоррозионными характеристиками.

В работе проведен расчет на прочность и деформации двухслойной трубы из верхнего слоя стали и внутреннего слоя из полиэтилена. Произведено моделирование трубы длиной 2,5 метра и внутренним диаметром 300 мм. Задав толщину каждого слоя трубы по 10 мм был получен наружный диаметр 340 мм. Расчет проводился на рабочее давление 7,4 МПа при установке ограничения по перемещению на одном из ребер трубы.

В качестве оценки прохождения проверки на прочность был выбран критерий, при котором величина максимальных эквивалентных напряжений должна быть меньше предела текучести материалов. Величина предела текучести полиэтилена и стали составляет 33 МПа и 300 МПа соответственно [1].

Проведен расчет максимальных эквивалентных напряжений в стенке трубы (рисунок 1). В результате выявлено, что основная нагрузка от рабочего давления наблюдалась на верхнем стальном слое трубы – 147,3 МПа, что меньше

предела текучести стали. Нагрузка на внутреннем полиэтиленовом слое трубы не превысила значения предела текучести данного материала.

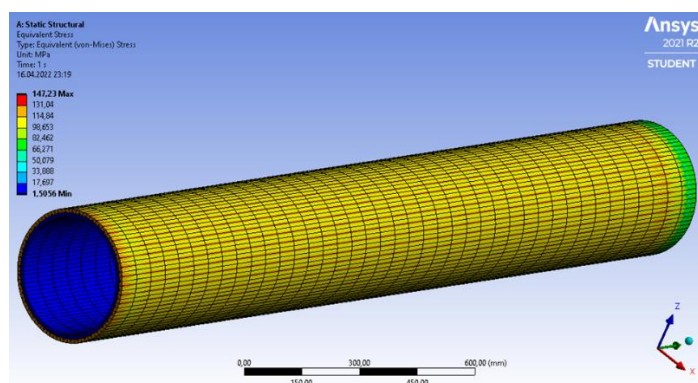


Рисунок 1 – Максимальные эквивалентные напряжения

Проведена проверка трубы на деформации по длине. Максимальное значение удлинения трубы составило не более 0,4 мм (рисунок 2).

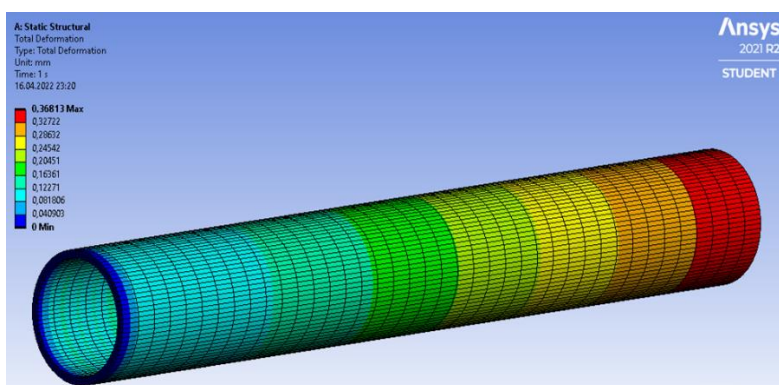


Рисунок 2 – Деформации по длине трубы

По результатам полученных расчетов выявлено, что данная двухслойная труба пригодна при строительстве магистральных нефтепроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Глазков А.С., Гарифуллин А.А., Фассахов М.А., Насибуллин Т.Р., Гулин Д.А. Анализ материалов, применяемых в производстве полимерных труб для строительства нефтегазопроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 5-6. С. 40-45.

УДК 628.515

РАЗРАБОТКА СПОСОБА УСТАНОВКИ БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ НА РЕКАХ ПРИ НАЛИЧИИ ЛЕДОВОГО ПОКРОВА

Д.Р. Хайруллин, С.М. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа

Разлив нефти или нефтепродуктов может произойти в любое время года. В случае если, разлив произошел на открытой воде, то установка боновых заграждений не вызовет больших затруднений. При наличии ледового покрова наиболее эффективными являются всплывающие боновые заграждения. Однако данные устройства должны быть заблаговременно установлены на дно водоема.

В случае разлива, в них подается воздух, они всплывают и локализуют его [1]. Если данные устройства не были заранее предусмотрены, то задача по установке бонового заграждения становится трудно выполнимой.

Существуют следующие способы локализации разлива при наличии ледового покрова.

1. Разрушение льда и его сбор с помощью труб – понтонов, благодаря чему вода становится открытой ото льда и загрязнение можно локализовать боновыми заграждениями [2]. Недостатком данного способа является то, что он плохо подходит для рек, так как для разрушения льда потребуется специальное судно.

2. Бурение во льду направляющих прорезей, в которое под углом устанавливается бонное заграждение [3, 4]. Недостатком данного способа является то, что бурение прорезей является трудозатратой операцией, а также имеется большая вероятность, что лед на реке может разрушиться и зажать бонное заграждение, в результате чего оно не сможет выполнить свою задачу.

3. Бурение лунок, с помощью которых протаскивается трос подо льдом, вслед за которым протягивается бонное заграждение. Недостатком данного способа является то, что для его реализации может потребоваться большое число лунок, а также много манипуляций по протаскиванию троса с помощью них, таким образом данный способ может занять много времени.

Приведенные способы имеют существенные недостатки. В связи с чем, был разработан способ, позволяющий упростить установку бонового заграждения при наличии ледового покрова. В его основе лежит принцип, при котором нет прямого взаимодействия со льдом, для чего предлагается использовать подводные дроны. Их прямое назначение - это подводная съемка. Однако они могут быть использованы для того, чтобы протащить небольшой трос (шнур) подо льдом, а за ним уже и основной трос, и саму плетть бонового заграждения. Тем самым подводные дроны позволят решить основную проблему, связанную с наличием льда на поверхности воды при установке бонового заграждения.

Установку бонового заграждения через водоем предлагается начать с вырезания береговых майн, расположенных под углом к направлению течения (рисунок 1). После чего в первой из них размещают подводный дрон, к которому подключен питающий кабель и небольшой трос (шнур). Перемещение дрона под водой осуществляется оператором с пульта управления. Так как в реке присутствует течение, то траектория перемещения выбирается в форме параболы, чтобы компенсировать скорость течения. Также это позволит дрону заблаговременно пересечь реку и на конечном этапе перемещаться уже вдоль берега, чтобы точно попасть во вторую майну.

Скорость течения в речном потоке не равномерная. Для рек, покрытых льдом, максимальная скорость течения возникает на небольшом расстоянии от поверхности, а минимальная – у дна [5]. В связи с чем, дрон должен держаться дна, а для того чтобы это контролировать потребуется использовать камеру и фонарь на дроне.

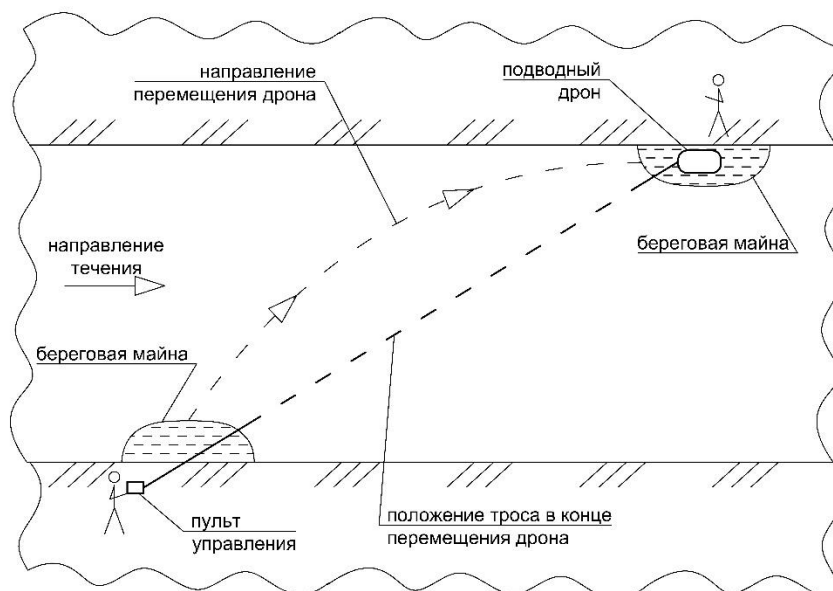


Рисунок 1 – Схема перемещения подводного дрона подо льдом

Таким образом, предложенный способ является наиболее эффективным при наличии ледового покрова, в случае если не было заранее установлено всплывающее боновое заграждение.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хайруллин Д.Р., Султанмагомедов С.М. Разработка всплывающего бонового заграждения, способного работать в ледовых условиях на реках / Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2020. – с. 19-23.
2. Мансуров М.Н., Сурков Г.А., Журавель В.И., Маричев А.В. Ликвидация аварийных разливов нефти в ледовых морях / Под. общ. ред. М.Н. Мансурова – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 424 с.
3. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С. Техническая эксплуатация подводных переходов трубопроводов. М.: Недра, 2003. – 300 с.
4. Пат. 2370593 Рос. Федерация. МПК E02B 15/00. Способ защиты покрытого льдом водоема от разливов нефти [Текст] / Одаренко О.С., Одаренко О.Б.; заявитель и патентообладатель ООО «Северное море» – №2008106889/03; заявл. 15.02.2008; опубл. 20.10.2009, Бюл. №29. – 4 с.
5. Макаревич А.А. Речной сток и русловые процессы: пособие / А. А. Макаревич, А. Е. Яротов. – Минск: БГУ, 2019. – 115 с.: ил.

УДК 628.515

ВЫБОР МЕСТ УСТАНОВКИ БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ НА РЕКАХ

Д.Р. Хайруллин, С.М. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа

Для локализации разливов нефти и нефтепродуктов на реках применяют боновые заграждения. Их устанавливают под углом к течению реки [1], причем угол постановки зависит от скорости течения реки.

Установка боновых заграждений на реке, как правило, осуществляется следующим образом. Подготавливается плеть бонового заграждения на одном

берегу реку. После чего заграждение буксируют через реку и закрепляют на противоположном берегу.

Выбор берега, с которого будет устанавливаться боновое заграждение, также может оказать значительное влияние на результат его установки.

Особенностью рек является, то, что они подвержены русловым процессам. Это связано с тем, что динамическая структура водного потока представлена не только продольным (общим), но также поперечным (циркуляционным) течением и турбулентным перемешиванием [2]. Циркуляционные процессы приводят к эрозии почвы, в результате чего далекий от центра поворота берег разрушается (подымывается), а на близком берегу наоборот происходит осаждение почвы (рисунок 1). Даже небольшой начальный изгиб, приведет к тому, что со временем он увеличится. Таким образом, прямолинейное русло реки является неустойчивым [3].

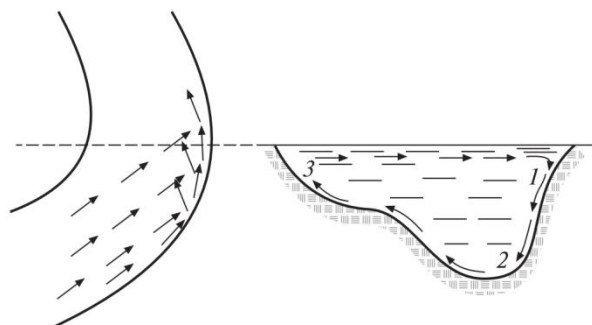


Рисунок 1 – Направление струй у вогнутого берега:
а – в плане; *б* – у вогнутого берега

В научной литературе не упоминается о выборе берега реки при установке бонового заграждения.

При проведении экспериментов по установке бонового заграждения на небольшой реке было отмечено, что река практически не имеет прямолинейных участков, в связи, с чем установка бонового заграждения производилась на изгибе реки, в соответствии со схемой, представленной на рисунке 1.

В первом случае установка бонового заграждения производилась с крутого берега. Было отмечено, что на крутом берегу имеется обрыв, подход к воде осложнен. Для установки заграждения потребовалось подготовить плетень и вытянуть ее вдоль берега, после чего, уже с пологого берега производить буксировку заграждения с помощью троса. После установки заграждения, оно отклонилось от прямой линии, но незначительно. Угол перегиба был небольшим.

Во втором случае установка бонового заграждения производилась с пологого берега. Было отмечено, что при его буксировке, на подходе к крутому берегу, глубина и скорость течения реки возрастает (рисунок 2), что затрудняет установку бонового заграждения на завершающей стадии, при креплении его к опоре. Также было отмечено, что после установки, боновое заграждение отклонилось от прямой линии, причем изгиб был больше, чем в первом случае, и образовался он возле крутого берега.

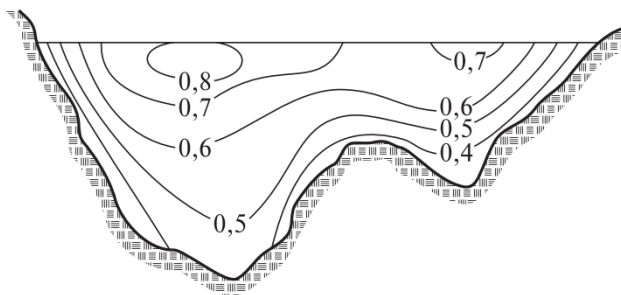


Рисунок 2 – Распределение скоростей потока (изотахи) в русле реки

Таким образом, предлагается начинать установку бонового заграждения с крутого берега, а буксировать и закреплять заграждение на пологом берегу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Егорова Н.А., Малышкин Д.А. О модернизации конструкции боновых заграждений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. №2. С. 82-91.
2. Макаревич А.А. Речной сток и русловые процессы: пособие / А. А. Макаревич, А. Е. Яротов. – Минск: БГУ, 2019. – 115 с.: ил.
3. Асламазов Л.Г., Варламов А.А. Удивительная физика. – М.: Наука. Гл. ред. физ. мат. лит., 1988. – 160 с. (Б-чка «Квант». Вып. 63.)

УДК: 621.644.01

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ЛИНЕЙНЫХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ТРУБОПРОВОДА С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Т.М. Халиков, Т.С. Султанмагомедов, УГНТУ, г.Уфа

Применение анализа на основе методов конечных элементов при проведении экспертизы промышленной безопасности линейных, технологических трубопроводов и конструкций площадочных объектов в настоящее время слабо развито. Существует потребность в подготовке специалистов и разработке нормативной документации, определяющей порядок и требования по расчету прочности технологических и линейных трубопроводов с учетом их отклонений от нормативного состояния с применением специализированного программного обеспечения на основе конечно-элементных расчетов, по данным, получаемым с использованием документации на объект и результатов современных методов диагностического обследования конструкций [1].

При анализе существующих методов проведения экспертизы промышленной безопасности [2] выявлено, что в настоящее время наблюдается тенденция к увеличению объемов таких работ, что делает обоснованным разработку способов по их оптимизации.

Линейные перемещения трубопровода могут стать причиной возникновения излишних напряжений в стенках металла трубы. В совокупности с наличи-

ем дефектов потери металла такие напряжения могут приводить к отказу трубопроводов.

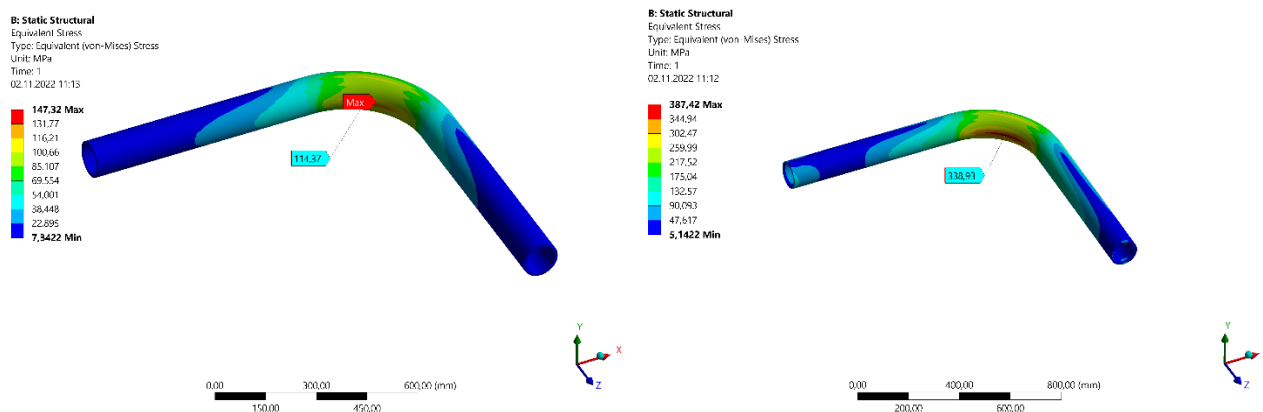
Установка датчиков перемещений в местах максимальных деформаций позволяет получить данные для дальнейшего анализа напряженно-деформированного состояния конструкции. В совокупности с данными дефектоскопии участков это позволяет производить оценку технического состояния объекта методом конечных элементов и давать прогноз по безопасности его дальнейшей эксплуатации.

Основной целью исследования является верификация возможности расчета напряженно-деформированного состояния конструкций подверженных износу методом конечных элементов.

Задачи исследования:

- 1) Изучение текущего состояния вопроса применения метода при проведении работ по оценке технического состояния объектов нефтегазовой отрасли;
- 2) Создание математических моделей и численный расчет трубопровода с одним из видов дефектов;
- 3) Сравнительный анализ математических моделей с реальным объектом для подтверждения рабочих гипотез.

Проведено численное моделирование процесса перемещения трубопровода в программном комплексе Ansys (рисунок 1). Линейные перемещения узлов трубопровода в критических сценариях могут провоцировать рост напряжений, а значит стать причиной отказа объекта.



а – без линейных перемещений узлов, б – с линейными перемещениями опорных узлов;

Рисунок 1 – Результаты прочностного расчета трубопровода

Предлагается установка локальной системы мониторинга линейных перемещений трубопроводов по трем плоскостям. Анализ данных, поступающих от системы мониторинга, позволит производить оценку технического состояния используемого трубопровода и давать прогноз по его дальнейшей эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. M.M. Shahzamanian, Meng lin, Muntaseer Kainat, Nader Yoosef-Ghodsi, Samer Adeeb, Systematic literature review of the application of extended finite element method in failure prediction of pipelines, Journal of Pipeline Science and Engineering, Volume 1, Issue 2, 2021, Pages 241-251, ISSN 2667-1433.
2. Завьялов, А. П. Комплексный подход к оптимизации работ по экспертизе промышленной безопасности оборудования нефтегазовых производств / А. П. Завьялов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 1(109). – С. 43-47. – DOI 10.33285/1999-6934-2019-1(109)-43-47.
3. Анализ несущей способности магистрального трубопровода при наличии дефектов коррозионного происхождения / К. А. Вансович, И. П. Аистов, А. А. Нахаесткин, Д. С. Беселля // Омский научный вестник. – 2019. – № 3(165). – С. 5-10. – DOI 10.25206/1813-8225-2019-165-5-10. – EDN JCWPBV.

УДК 621.644.07

НАДЗЕМНЫЙ СПОСОБ ПРОКЛАДКИ НАПОРНОГО НЕФТЕПРОВОДА «ЦПС НОВОПОРТОВСКОГО НГКМ – ПОС. МЫС КАМЕННЫЙ» В СЛОЖНЫХ ГЕОКЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

М.А. Ходюк, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Предусмотрено проектирование напорного нефтепровода предназначенного для транспортировки нефти от ЦПС Новопортовского месторождения до ПСП мыс Каменный. Транспорт нефти предусмотрен трубопроводным способом.

Проектированию подлежит вторая нитка напорного нефтепровода ЦПС Новопортовского месторождения – мыс Каменный. Строительство и пуск в эксплуатацию намечено в два этапа.

На первом этапе предполагается строительство участка от ПК521+28 (пикет первой нитки) до ПСП мыс Каменный, после ввода в эксплуатацию которого будут обеспечены потребности транспорта нефти в период, когда мощности первой нитки окажется недостаточно из-за роста объемов добычи нефти.

На втором этапе строится оставшаяся часть трубопровода от ЦПС Новопортовского месторождения до ПК541+42. На ПК541+42 оба участка второй нитки соединяются в один трубопровод.

В качестве основного способа прокладки нефтепровода предлагается надземный способ прокладки нефтепровода на опорах, который был выбран с учетом температуры транспортируемой нефти и инженерно-геологических условий.

Выбор способа прокладки трубопровода производится на основании таких факторов, как безопасность и надежность за период эксплуатации трубопровода, создание устойчивости грунтов по трассе трубопровода на длительный период эксплуатации.

Данный способ характеризуется наименьшим влиянием на окружающую среду при строительстве и последующей эксплуатации объекта.

При надземной прокладке нефтепровода появляется возможность избежать многих неблагоприятных моментов, которые могут возникнуть при других способах эксплуатации. Возведение опор при надземном способе эксплуатации нефтепровода сопровождается техногенными преобразованиями ландшафтных комплексов и изменениями грунтовой обстановки. Данные преобразования являются локальными. Также вокруг свай располагается замёрзший грунт с низкой несущей способностью, что объясняется её увеличением при замораживании. Данный вид грунтов имеет широкое распространение по всей длине трассы. Если массивы имеют большую обводненность, то промёрзшие грунты, располагающиеся вокруг опор, будут сопровождаться выпучиванием блоков мерзлых пород. В летний период на созданных блоках мёрзлых пород отмечаются сезонные оттаивания [2, 5].

Предусмотрена установка шарнирных опорных конструкций поверх тепловой изоляции.

Основные параметры, характеризующие прокладку [1, 2]:

- расстояние «в свету» от поверхности земли до низа теплоизолированного трубопровода составляет не менее 0,5 м;

- на переходах через водные преграды трубопровод укладывается на опорные конструкции, расстояние от низа которых до уровня горизонта высоких вод 1% обеспеченностью и наивысшего горизонта ледохода составляет не менее 0,5 м;

- при пересечении автомобильных дорог высота от верха покрытия проезжей части до низа трубы или пролетного сооружения составляет не менее 5 м;

- в местах оленьих переходов принят надземный способ прокладки нефтепровода в виде компенсатора в вертикальной плоскости с длинного горизонтального участка 146 м и с шагом опор, равным 14 м. Минимальная высота от дневной поверхности рельефа до нижней образующей трубопровода не менее 5 м, с учетом возможности проезда техники. Расположение оленьих переходов принято в местах устройства аналогичных переходов на первой нитке.

Конструктивно трубопровод состоит из прямолинейных участков и компенсирующих узлов. Компенсирующий узел принят П-образной конструкции. Весь трубопровод разбит на компенсационные участки, разделенные между собой неподвижными опорами. Принятая длина компенсационного участка зависит от величины абсолютных перемещений трубопровода и размеров компенсирующих узлов с учетом углов поворота трассы и напряженно-деформированное состояние трубопровода в целом. Расстановка неподвижных опор трубопровода и компенсаторов выполнена шагом не более 248 м.

В качестве основного способа прокладки нефтепровода на участках пространства ММГ был выбран надземный способ, который способствует обеспечению минимальных нарушений инженерно-геокриологических условий при строительстве и эксплуатации. Использование выбранного способа прокладки приводит к сокращению затрат и уменьшению металлоемкости при разработке проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дерцакян А.К. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов. – Л.: Недра, 2017. – 325 с.
2. Кривошеин Б.Л. Магистральный трубопроводный транспорт. – М.: Наука, 2017. – 237 с.
3. Кузнецов М.В., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И., Котов В.Ф. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. – М.: Недра, 2016. – 402 с.
4. Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов. – М.: Недра, 2018. – 256 с.
5. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Наука, 2019. – 203 с.

УДК 622.692

СООРУЖЕНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ СПГ В РАЙОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Я.В. Швайко, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа

Сжиженный природный газ (СПГ) – природный газ, искусственно сжиженный путём охлаждения до температуры (-161°C), в настоящее время является высокоперспективным видом топлива ввиду целого ряда существенных преимуществ. СПГ - не токсичен и не вызывает коррозии металлов. Чистый СПГ не горит. Сам по себе он не воспламеняется и не взрывается [1]. Его запасы на планете, включая нашу страну, чрезвычайно обширны. Уровень вредного воздействия на окружающую среду при использовании СПГ значительно ниже в отличие от других существующих видов топлива (бензин, дизельное топливо, мазут, уголь).

Учёные полагают, что благодаря вышеуказанным преимуществам СПГ в обозримом будущем может заменить нефть и стать широко используемым видом топлива в самых различных отраслях промышленности и в быту.

В 2021 г. Министерством транспорта РФ была принята Транспортная стратегия Российской Федерации до 2030 года с прогнозом до 2035 года, в которой существенная роль отводится СПГ в качестве котельного, а также моторного топлива для водного, железнодорожного и автомобильного транспорта. Данный факт подтверждает актуальность изучения проблематики получения СПГ вообще и специфики его хранения в частности.

В нашей стране природный газ добывается в основном в районах Крайнего Севера, включая Арктическую зону (проекты «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ 2» ПАО «Новатэк» на п-ове Ямал и п-ове Гыдан). Это связано с тем, что холодный климат является «помощником» в процессе сжижения газа, способствуя более эффективному достижению температуры накопления и хранения СПГ перед отправкой потребителю.

Однако низкие температуры, и в частности вечная мерзлота, создают существенную сложность для реализации проектов СПГ, а именно сооружения наземных резервуаров хранения СПГ на вечномёрзлых грунтах.

В настоящее время применяется несколько типов конструкций резервуаров хранения СПГ, сооружаемых в условиях вечной мерзлоты:

- двухстенный металлический, с внутренней самонесущей емкостью из хладостойкой стали и внешней (герметизирующей) емкостью из углеродистой стали;

- двухстенный комбинированного типа, с внутренней самонесущей емкостью из хладостойкой стали и внешней емкостью из железобетона;

- одностенный комбинированного типа, с внутренней герметизирующей тонколистовой гофрированной оболочкой из хладостойкой стали и внешней, несущей гидростатическую нагрузку, емкостью из железобетона;

- двухстенный, с внутренней емкостью из предварительно напряженного железобетона, с дополнительной облицовкой тонколистовой хладостойкой или углеродистой сталью, и внешней емкостью из обычного или предварительно напряженного железобетона, с дополнительной облицовкой тонколистовой углеродистой сталью.

В зависимости от расположения резервуаров относительно поверхности материкового грунта, хранилища СПГ могут быть:

- подземными (заглубленными в грунт относительно дневной поверхности в пределах цилиндрической части или на определенную ее высоту, с дополнительной обсыпкой незаглубленной цилиндрической части грунтом);

- надземными - на свайном или ином основании, обеспечивающим естественную вентиляцию пространства между поверхностью грунта и донной опорной плитой резервуара [2].

Сооружение резервуаров хранения СПГ на вечномёрзлом грунте сопряжено с рядом существенных трудностей, включая колебания температуры в пределах толщины деятельного слоя и слоя вечномёрзлого грунта, промерзание и оттаивание грунтов, залегающих выше границы оттаивания, морозное пучение грунта и ряд других [3].

Решением данной проблемы в определённой степени является размещение технологической линии сжижения природного газа, включая резервуары хранения, на основаниях гравитационного типа (ОГТ). ОГТ строятся на мощностях «Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений» (с. Белокаменка, Мурманская область) и далее буксируются по морю на место эксплуатации (п-ов Гыдан), что позволяет избежать трудоёмких работ, связанных с сооружением резервуаров СПГ на вечномёрзлом грунте.

Размещение резервуаров хранения СПГ на ОГТ несёт в себе ряд очевидных преимуществ. Изучение специализированной литературы и международного опыта показало, что сооружение резервуаров хранения СПГ на вечномёрзлом грунте в настоящее время является недостаточно изученной сферой и требует более тщательного и всестороннего анализа. Возможности сооружения резервуаров хранения СПГ на суше, в частности в условиях вечной мерзлоты, не исчерпаны полностью. Данный метод может быть вполне успешным при условии разработки эффективных способов подготовки и стабилизации грунта, а также выбора типа фундамента, отвечающего природно-климатическим и геологическим характеристикам района строительства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дорожкин В.Ю., Мастобаев Б.Н. О совершенствовании процессов хранения СПГ при эксплуатации систем технологий сжижения природного газа // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2021. № 4. С. 64–70.
2. Макаров А.В., Тянь В.Ю., Журавлев А.В. Особенности строительства фундаментов в вечномёрзлых грунтах // ИВД. 2019. №1 (52).
3. Баранов А.Ю., Соколова Е.В. Хранение и транспортировка криогенных жидкостей. Часть 1: Учебное пособие. – СПб: Университет ИТМО, 2017. С. 68–79.

УДК 622.692.4:620.178:531.746

ИЗМЕРЕНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ВНУТРИТРУБНЫХ ИНСПЕКЦИОННЫХ ПРИБОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНКЛИНОМЕТРОВ

И.В. Шкутов, УГТУ, г. Ухта

В данной работе разработана концепция измерения продольных напряжений трубопроводов, вызванных изгибом вертикальной плоскости с погрешностью не более 5 % (не более 20 МПа) с применением датчика инклинометра, включенного в состав внутритрубного инспекционного прибора. Рассчитан оптимальный шаг измерения датчика инклинометра и временная дискретность, для минимизации объема получаемой информации в процессе диагностики трубопровода. Выполнен пример расчета основных параметров напряженно-деформированного состояния исследуемого участка и оценка достоверности полученных результатов с результатами моделирования в программных комплексах «ANSYS» и «SOLIDWORKS». Так же была рассчитана ориентировочная стоимость диагностирования трубопровода данным методом.

Инклинометрия – это метод оценки положения объектов относительно друг друга и в окружающем пространстве с помощью специального прибора - датчика-инклинометра. Данный датчик основан на измерении зенитного угла наклона объекта относительно гравитационного поля Земли. Инклинометр позволит определять положение трубопровода в пространстве и фиксировать угол отклонения трубопровода от его начального положения [1].

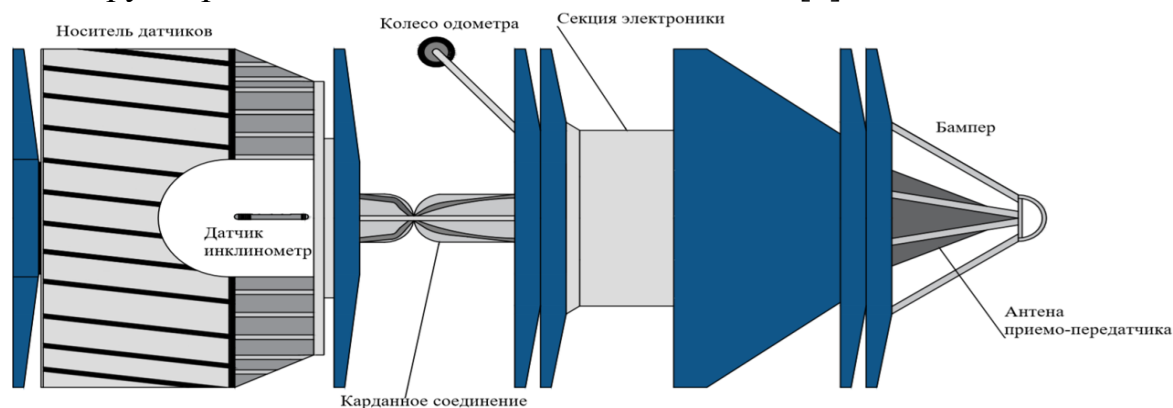


Рисунок 1 - Принципиальное исполнение установки датчика инклинометра в ВИП

Для нахождения рекомендованного шага измерения инклинометра, было выведено уравнение:

$$\frac{1}{EI_x} \cdot \left(-\frac{ql^3}{24} + \frac{ql \cdot z^2}{4} - \frac{qz^3}{6} \right) \geq \varphi \quad (1)$$

где z – минимальный шаг установки, мм;

q – предельно допустимая распределенная нагрузка;

EI_x – жесткость при изгибе;

l – длина расчётного участка.

Исходя из соображений, что погрешность измерений при инженерных расчётах должна составлять не более 5 % от измеряемой величины, определим минимально допустимую достоверную величину измеряемого угла наклона:

$$0,015 \cdot 20 = 0,03^\circ \quad (2)$$

Таким образом, минимально допустимая достоверная величина измеряемого угла наклона составляет $0,3^\circ$ при абсолютной погрешности инклинометра равной $\pm 0,015^\circ$. Поскольку минимально допустимая величина измеряемого угла наклона составляет $0,3^\circ$, то запишем граничное условие в следующем виде:

$$\varphi \geq 0,3^\circ \cdot \frac{\pi}{180} = 0,005 \text{ радиан} \quad (3)$$

где φ – минимально допустимая достоверная величина измеряемого угла наклона в зависимости от абсолютной погрешности оборудования.

Таблица 1 - Рекомендуютый шаг измерения инклинометров с различной абсолютной погрешностью на трубопроводах различного диаметра

Погрешность инклинометра, градусы	Диаметр трубопровода, мм							
	529	630	720	820	920	1020	1220	1420
	Шаг измерения, м							
0,015	4,12	4,8	5,21	5,95	6,42	6,83	7,53	8,89
0,02	4,63	5,39	5,75	6,38	6,71	7,24	7,98	9,47
0,03	5,39	5,68	6,08	6,85	7,39	7,53	8,60	10,15
0,04	5,52	5,72	6,09	7,02	7,70	7,98	10,40	12,36
0,05	5,89	6,31	7,14	8,24	9,05	10,18	12,35	14,81
0,06	6,24	6,94	8,68	9,50	10,49	11,77	14,44	17,56
0,07	6,75	7,95	9,42	10,87	12,11	13,68	16,74	19,95
0,08	8,27	8,89	10,71	12,58	12,96	14,82	19,25	23,79

Представленный вид диагностики можно внедрять на всех участках магистрального трубопровода, что позволит при каждом пропуске внутритрубного инспекционного прибора без использования модуля оценки напряженно-деформированного состояния получать информацию о сложных и опасных участках трассы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Васильев С. И., Лапушова Л. А., Датчики систем автоматизации технологических процессов бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]: учеб. пособие / Академия Естествознания – Москва: 2016. – 116 с.
2. Агинеи, Р.В. Разработка методики оценки напряженного состояния нефтегазопроводов по коэрцитивной силе металла: дис. ...канд. техн. наук 25.00.19 / Агинеи Руслан Викторович. – Ухта, 2005. – 143 с.
3. Исламов, Р. Р. Совершенствование системы мониторинга технического состояния протяженных участков магистральных нефтегазопроводов применением волоконно-оптических сенсоров деформаций [Текст]: дис. канд. техн. наук: 25.00.19 / Р. Р. Исламов. – Ухта, 2018. – 168 с.

УДК 622.692.4

УВЕЛИЧЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

С.В. Щур, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа

В России традиционно находят применение методы дросселирования или стартстопного регулирования насосных систем. Это наиболее простые способы регулирования, однако они же являются и наиболее энергозатратными [1]. В настоящее время все чаще применяется регулирование давления изменением частоты вращения ротора насоса с помощью преобразователей частоты электропривода или регулируемых гидромуфт [1].

Принципиально различные устройства регулирования зачастую рассматриваются как альтернатива друг другу [2]. В работах [1, 3, 4] говорится о том, что применение регулируемых гидромуфт позволяет экономить электроэнергию в среднем от 15 до 20%. Однако, в работе [5] предположение о неэффективности энергосбережения при регулировании давления с помощью гидромуфты подтверждается значительными потерями мощности в полном диапазоне частот. А именно, при уменьшении частоты вращения насоса до 50% общий КПД гидромуфты уменьшается до 40,6% (для различных гидромуфт значение может изменяться), при этом механический КПД составляет 81,2%, а гидравлический – 50%.

Изучив работы [2, 5], проведен сравнительный анализ наиболее значительных преимуществ и недостатков применения гидравлической муфты и частотно-регулируемого привода (ЧРП):

1. Коэффициент полезного действия (КПД) регулирующего устройства.

– КПД передачи гидромуфты, при полном заполнении ее маслом, составляет 93-96 %, однако с увеличением глубины регулирования КПД гидромуфты падает прямо пропорционально относительной скорости вращения вала насоса, что обуславливает целесообразность применения гидромуфты при небольшом (10-15%) диапазоне регулирования частоты вращения вниз от номинальной.

– Для частотно-регулируемых электроприводов в номинальном режиме КПД составляет 96% и в рабочем диапазоне практически не изменяется.

2. Пусковой ток электродвигателя.

– Применение гидромуфты не уменьшает 6-7 кратный ток при пуске электродвигателя. Существуют более сложные гидромуфты с облегчённым пуском, которые позволяют снизить продолжительность пуска, но не уменьшает величину пускового тока.

– При пуске электродвигателя от ЧРП пусковой ток, как правило, не превышает номинального значения.

3. Точность регулирования технологических параметров.

– Механические средства регулирования, к которым относится и гидромуфта, имеют изначальный люфт, который со временем работы возрастает, что снижает точность регулирования технологических параметров.

– ЧРП обеспечивает высокую точность управления основными технологическими параметрами насоса.

4. Работа двигателя.

– При использовании гидромуфты электродвигатель всегда вращается с полной скоростью и выделяет тепло в соответствии с текущим значением КПД.

– В частотно-регулируемом приводе электродвигатель вращается с переменной скоростью, при этом уровень напряжения и частоты меньше, чем у источника питания, что приводит к уменьшению выделения тепла, увеличению срока службы подшипников двигателя и обеспечивает больший срок службы двигателя.

5. Надежность технологического процесса.

– В случае повреждения гидромуфты невозможно быстро подключить насос напрямую к электродвигателю, что влечет за собой остановку технологического процесса.

– В случае неисправности ЧРП возможность подключения двигателя напрямую к сети осуществляется при помощи «электрического байпаса», что не повлечет нарушение технологического процесса.

6. Исключение дополнительных потерь при номинальной работе насоса.

– Если ЧРП по условиям технологического процесса должен длительное время работать с номинальной частотой вращения, то с помощью «синхронного байпаса» электродвигатель может быть переключен на сеть в режиме точной автоматической синхронизации (без бросков тока и провалов напряжения). При этом исключаются дополнительные потери в преобразователе частоты в этом режиме. С гидромуфтой этот режим принципиально нереализуем.

На основании выполненного анализа можно сделать вывод, что применение частотно-регулируемого привода является более эффективным методом частотного регулирования магистральных насосных агрегатов по сравнению с применением гидравлической муфты, что объясняется в первую очередь высоким коэффициентом полезного действия на всем диапазоне регулирования, а также большей надежностью технологического процесса, поэтому предлагается замена гидравлической муфты на частотно-регулирующий привод на нефтеперекачивающих станциях действующих систем магистральных нефтепроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Зайнутдинов Э.А. Опыт внедрения энергосберегающих технологий специалистами ООО «Камэнергоремонт-холдинг» / Э.А. Зайнутдинов, Д.И. Атланов // Энергетика Татарстана. – 2005. №2. – с. 41-44.
2. Кожухова А.В. Применение ЧРП для повышения энергоэффективности насосной установки / А.В. Кожухова, К.Н. Рамазанов // Международный научный журнал «Символ науки». – 2016. №11-3. – с. 95-96.
3. Зотов Б.Н. К вопросам прогнозирования энергопотребления при транспортировке нефти и энергосбережения на нефтепроводах / Б.Н. Зотов // Территория нефтегаз. – 2016. №10. – с. 94-100.
4. Иванов В.Б. Оценка эффективности внедрения гидромурфты для регулирования производительности центробежных насосов / А.В. Иванов, В.И. Ситас, М. Рихтер // Энергетика, энергосберегающие технологии и оборудование. – 2015. №4/1(24). – с. 55-59.
5. Евтух К.А. Об экономической эффективности замены узлов дросселирования давления на нефтеперекачивающих станциях частотно-регулируемыми приводами или гидромурфтами / К.А. Евтух, Е.В. Вязунов, А.Ф. Бархатов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. №2(14). – с. 15-21.

УДК 622.692

ИССЛЕДОВАНИЕ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА РАЗРУШЕНИЕ АРМАТУРНОГО КАРКАСА ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ

А.Ф. Юнусова, Э.Р. Зайдуллаева, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время нефтегазовая промышленность страны сталкивается с проблемой ремонта, реконструкции и восстановления трубопроводов: более половины трубопроводных систем России требует применения экстренных мер по их замене [1]. Один из путей решения данной проблемы — применение современных, ресурсосберегающих, экологически безопасных технологий, к которым можно отнести использование неметаллических, в частности, полимерных армированных труб (ПАТ).

Одним из факторов влияния на разрушения арматурного каркаса является давление в трубе, которое превышает некоторого предельного значения. Причиной такого вида отказа могут быть дефекты армирующего каркаса в зоне сварного соединения осевых и кольцевых элементов. Подобные эффекты могут привести к проникновению транспортируемой среды до арматуры, миграции ее вдоль трубы и капельного проявления на наружной поверхности трубы. Именно поэтому состояние стального армирующего каркаса сильно влияет на прочность ПАТ.

В зоне стыковых соединений труб возможны образования кольцевых трещин. Из-за того, что в этой зоне отсутствует армирующий каркас трещина имеет вид скола. Основной причиной подобного разрушения, как правило, является опрессовка и гидродинамический удар [2].

При большом времени 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 поли-

мерной матрицы является температура транспортируемого продукта. Ведь полимер – это аморфное тело и при его нагревании уменьшается вязкость и происходит течение сквозь армирующий каркас.

Таким образом, успешное использование армированных труб в трубопроводных системах невозможно без создания равнопрочных с телом трубы соединительных узлов. В связи с этим есть необходимость проведения исследований по изучению факторов влияния на разрушение арматурного каркаса для эффективного и безопасного применения полиэтиленовых армированных труб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ягубов, Э.З. Использование высокопрочных стеклопластиковых труб в нефтяной промышленности / Э.З. Ягубов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №6. – С. 68–70.
2. Оценка влияния динамических нагрузок на остаточную работоспособность полимерно-армированных труб / Сальников А.Ф., Сальников С.А. // Газовая промышленность. – 2014. - №1 (701). – С. 52-55.

**СЕКЦИЯ
«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ»**

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ МЕТОДОМ БАЙЕСА

Д.С. Акмалова, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа

Во время эксплуатации газоперекачивающего агрегата (ГПА) в его узлах и деталях под воздействием нагрузок возникают вынужденные механические колебания – вибрации [1]. Высокий уровень вибрации становится причиной происхождения различных неисправностей, неполадок и может привести в последствии к возникновению аварийной ситуации. На работоспособность и колебания ГПА влияет огромное количество различных факторов, связанных как с особыми свойствами конструкции ГПА, так и с его эксплуатацией.

С целью оценки технического состояния агрегата был использован расчет по методу Байеса, который характеризуется относительной простотой и позволяет при наличии признаков K_j вычислить вероятность наступления события D_i , отвечающего за безотказную работу агрегата или же наоборот за возникновение отказа [2].

Формула Байеса имеет вид:

$$P(D_i/K_j) = P(D_i) \frac{P(K_j/D_i)}{P(K_j)}, \quad (1)$$

где $P(D_i/K_j)$ – вероятность диагноза D_i в случае наличия у диагностируемого объекта критерия K_j ;

$P(D_i)$ – вероятность диагноза D_i , которая определяется по статистическим данным;

$P(K_j/D_i)$ – вероятность возникновения критерия K_j у объектов с состоянием D_i .

В ходе виброисследования ГПА компрессорных станций были получены данные по техническому состоянию 40 ГПА, 30 из которых имели статус исправного состояния, 10 – неисправное. Далее по методу Байеса была составлена диагностическая матрица, имеющая следующий вид (таблица 1).

Таблица 1 – Диагностическая матрица

Диагноз D_i	Виброскорость, мм/с			Обороты вращения, об/мин			Температура, °C	
	k_{11}	k_{12}	k_{13}	k_{21}	k_{22}	k_{23}	k_{31}	k_{32}
	<4,5	4,5...7,1	>7,1	<4500	4500...6500	<6500	>50	<50
	$P(k_{11}/D_i)$	$P(k_{12}/D_i)$	$P(k_{13}/D_i)$	$P(k_{21}/D_i)$	$P(k_{22}/D_i)$	$P(k_{23}/D_i)$	$P(k_{31}/D_i)$	$P(k_{32}/D_i)$
D_1 – исправное состояние	0,5	0,15	0,1	0,375	0,075	0,3	0,55	0,2
D_2 – неисправное состояние	0,2	0,2	0,6	0,1	0,3	0,4	0,4	0,6

После чего был выполнен расчёт апостериорной вероятности диагноза D_i , по которому можно судить о том, что к наиболее частому выводу из строя ГПА приводит повышенный уровень вибрации (более 6 мм/с).

Таким образом, благодаря методу Байеса можно легко и эффективно произвести расчет вероятности появления рассматриваемого диагноза при определенном сочетании признаков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гольдин АС. Вибрация роторных машин. – М.: Машиностроение, 1999. 344 с.
2. Стецюк. А. Е. «Основы технической диагностики. Теория распознавания»: учеб. пособие / А. Е. Стецюк, Я. Ю. Бобровников. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2012. 69 с.

УДК 620.179.14

К ВОПРОСУ ВЫЯВЛЕНИЯ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ТРЕЩИН МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ПО СИГНАЛУ ВИХРЕТОКОВОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ

А.Т. Бакиев, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа, УГНТУ, г. Уфа

Появление стресс-коррозионных трещин в магистральных газопроводах (МГ) обусловлено напряженным состоянием и накопленной поврежденностью металла, что представляет серьезную опасность для его прочности.

Практика технической диагностики МГ показала, что для обнаружения стресс-коррозионных трещин эффективен вихретоковый метод неразрушающего контроля (НК), имеющий наибольшую чувствительность к поверхностным дефектам сплошности.

Характерной особенностью стресс-коррозионных трещин является их поверхностное расположение локальными группами, в которых дефекты расположены с некоторыми интервалами: так, на поверхности поврежденного металла МГ площадью 1 см² может находиться до двух десятков стресс-коррозионных трещин.

На рис.1 показано эмпирическое распределение значений интервалов Δ между дефектами сплошности в группе стресс-коррозионных трещин эксплуатационного происхождения, полученное в результате анализа участка магистрального газопровода [1].

Практика вихретокового контроля МГ, содержащих группы стресс-коррозионных трещин, показывает, что в связи с особенностями сигналов накладных вихретоковых преобразователей (ВТП) вихретоковых дефектоскопов существенно осложняется идентификация выявленных дефектов сплошности и оценка их глубин. Это связано с тем, что форма и величина сигнала ВТП над группой стресс-коррозионных трещин может существенно отличаться от формы сигнала ВТП над отдельной трещиной в металле [2].

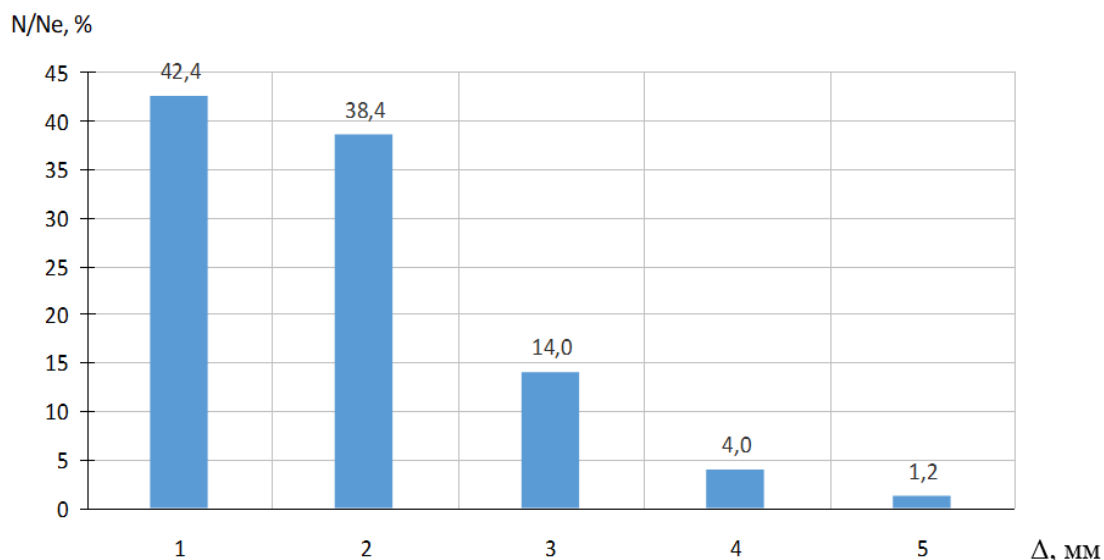


Рисунок 1 – Распределение интервалов между стресс-коррозионными трещинами в металле магистрального газопровода

В работе [3] показано решение задачи распознавания группы стресс-коррозионных трещин МГ по сигналу накладного ВТП, с удовлетворительными для практики вихретоковой дефектоскопии результатами (глубина трещин оценивается с относительной погрешностью не более 18 % - 20%). В то же время, при оценке глубин стресс-коррозионных трещин МГ на основе амплитудного анализа сигнала ВТП, относительная погрешность достигает 50% - 100% и более, что является неприемлемым при НК МГ.

При вихретоковом контроле МГ со стресс-коррозионными трещинами следует учесть фактор, связанный с расположением трещин в области коррозионного повреждения металла МГ.

Исследования показали, что сигнал абсолютного ВТП над точечной коррозией металла является однополярным с положительной полярностью, в то время как над отдельной трещиной полярность сигнала ВТП является отрицательной. В результате суперпозиции сигналов от двух типов дефектов сплошности, амплитуда сигнала накладного ВТП над трещиной, расположенной в области коррозии металла МГ, будет занижена относительно величины сигнала ВТП, полученной при отсутствии коррозии.

Этот факт может привести к получению заниженной оценки глубины стресс-коррозионной трещины МГ и вероятности пропуска опасного дефекта сплошности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. R. V. Zagidulin, T. R. Zagidulin, T. A. Bakiev, A. T. Bakiev The Study of Eddy Current Sensors Signals over a Group of Cracks in Metal. – IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. V. 666. P. 042068.
2. R. V. Zagidulin, T. R. Zagidulin, T. A. Bakiev, A. T. Bakiev Models of Signals of Eddy-Current Transducers above Defects of the Continuity of Metal. – IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. V. 666. P. 042066.
3. Загидулин Р.В., Бакиев Т.А., Бакиев А.Т. К распознаванию стресс-коррозионных трещин в металле по сигналу вихретоковых преобразователей // Контроль. Диагностика. 2022. Т. 25, № 2. С. 24–33.

НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ ТРЕНАЖЕРОВ ДИСПЕТЧЕРОВ

З.Т. Бакиева, Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа

В докладе рассматривается смысл разработки программно-вычислительных компьютерных тренажерных комплексов для обучения и повышения квалификации диспетчеров.

В реалиях современного мира автоматизация и компьютеризация обучающих процессов становится неотъемлемой частью любой ответственной за получение качественных результатов и работы сотрудников компанией. Оперативно-диспетчерское управление, несомненно, является crucialной частью в компаниях нефтегазовой отрасли, в связи с высоким риском аварийности в случаях внештатных ситуаций. Из этого следует вполне ожидаемый запрос на повышение профессионального опыта у оперативно-диспетчерского персонала и выработку у них правильных паттернов реагирования на разные ситуации: предаварийные, аварийные, штатные и нештатные. Тренажеры диспетчеров позволяют моделировать газотранспортные системы, поддерживать детализированные расчетные схемы, а также решать задачи оперативного реагирования при различных режимах работы, что значительно увеличивает эффективность работы. Компьютерный тренажер необходим для формирования у диспетчеров навыков оперативного решения сложных задач в нужном порядке и за оптимальный промежуток времени. С его помощью возможно спроектировать имитации различных ситуаций: аварийных, предаварийных, нештатных и штатных. Задание и реализация тренировочных сценариев позволит диспетчерам выработать правильную модель реагирования для каждой ситуации, чтобы обеспечить сохранность оборудования и безопасные условия для дальнейшей эксплуатации трубопровода.

Планируется дальнейшее исследование возможностей программно-вычислительного комплекса с использованием инфраструктуры ООО «Газпром трансгаз Уфа».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Швечков В.А., Митичкин С.К., Голубятников Е.А., Чурин В.И. Учебно-методический комплекс для изучения дисциплины «Диспетчерское управление газотранспортными системами», 2021 г., 276 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ НА ОБЪЕКТАХ ПРОМЫШЛЕННОГО МАСШТАБА

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

По результатам лабораторных или стендовых испытаний всегда возникает необходимость их интерпретации на реальные объекты. Гидравлическая эффективность противотурбулентных присадок (ПТП), полученная на основе стендовых (или лабораторных) данных, не совпадает с ее значением на полномасштабном трубопроводе. Проблема «перевода» (масштабирования) значений, полученных в лаборатории или на стенде на промышленные объекты, несмотря на неоднократное рассмотрение в научной литературе, по-прежнему актуальна.

Одна из зависимостей для вычисления коэффициента гидравлического сопротивления λ с учетом шероховатости стенки трубы ε имеет вид [1]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \ln \left(\frac{K_1(\theta) Re \sqrt{\lambda}}{1 + \varepsilon K_2(\theta) Re \sqrt{\lambda}} \right) - 3,745, K_1(0) = 28, K_2(0) = 11, \quad (1)$$

где K_1, K_2 — функции, зависящие только от концентрации присадки θ и подлежат идентификации по результатам стендовых испытаний.

Явное выражение λ из представленной трансцендентной зависимости получено с помощью функции Ламберта $W[Z]$ в работе [2].

$$\lambda = \frac{1}{(0,88W[Z] - \varepsilon K_2(\theta) Re)^2}, Z = \frac{K_1(\theta) Re}{0,88} \exp \left(\frac{-3,745 + \varepsilon K_2(\theta) Re}{0,88} \right). \quad (2)$$

Применим уравнение (2) для гидравлически гладких труб. Для малого диаметра (т.е. для стендовых условий) формула (2) примет вид (индекс 0 – без ПТП, индекс f – после ввода ПТП):

$$\lambda_0^d = \frac{1}{(0,88W[Z_0^d])^2}, Z_0^d = 0,4513 Re^d, \quad (3)$$

$$\lambda_f^d = \frac{1}{(0,88W[Z_f^d])^2}, Z_f^d = 0,01612 K_1(\theta) Re^d. \quad (4)$$

Аналогично для большего диаметра с верхним индексом D (т.е. для промышленных условий). Гидравлическая эффективность ПТП в долях:

$$\psi^D = 1 - \left(\frac{W[Z_0^D]}{W[Z_f^D]} \right)^2, \quad (5)$$

$$\text{где } Z_f^D = \frac{1}{0,88 \sqrt{\lambda_0^d (1 - \psi^d)}} \frac{Re^D}{Re^d} \exp \left(\frac{1}{0,88 \sqrt{\lambda_0^d (1 - \psi^d)}} \right).$$

Для масштабирования числа Рейнольдса применим формулу (6):

$$Re^D = \frac{v_f^D \cdot D}{\nu} = \frac{v_0^D \cdot D}{\nu \sqrt{1 - \psi_p^D}}, \quad (6)$$

Примем, что

$$A = \frac{1}{0,88 \sqrt{\lambda_0^d (1 - \psi^d)}} \frac{v_0^D \cdot D}{Re^d v} \exp \left(\frac{1}{0,88 \sqrt{\lambda_0^d (1 - \psi^d)}} \right), \quad (7)$$

После ряда преобразований неявную зависимость для ψ_p^D удастся представить в явном виде:

$$\psi_p^D = 1 - \left(\frac{W[Z_0^D]}{\ln \left(\frac{A}{W[Z_0^D]} \right)} \right)^2, \quad (8)$$

Получена явная формула с явной зависимостью для нахождения локальной гидравлической эффективности присадки ψ_p^D на промышленном объекте, используя данные, полученные в стендовых условиях.

Рассмотрим случай шероховатых труб, т.е. когда $\varepsilon \neq 0$. Z_f^D в неявном виде примет вид трансцендентной функции:

$$Z_f^D = \frac{\sqrt{\lambda_0^d (1 - \psi^d)} + K_2(\theta) \varepsilon^d Re^d}{0,88} \exp \left(\frac{\sqrt{\lambda_0^d (1 - \psi^d)} + K_2(\theta) \varepsilon^d Re^d}{0,88} \right) \times \\ \times \frac{Re^d}{Re^D} \exp \left(K_2(\theta) (\varepsilon^D Re^D - \varepsilon^d Re^d) \right), \quad (9)$$

$$\text{где } Z_f^d = \frac{\sqrt{\lambda_f^d + K_2(\theta) \varepsilon^d Re^d}}{0,88} \exp \left(\frac{\sqrt{\lambda_f^d + K_2(\theta) \varepsilon^d Re^d}}{0,88} \right), \quad (10)$$

$$K_2(\theta) = \frac{\ln \left(\frac{Z_f^D Re^d}{Z_f^d Re^D} \right)}{\varepsilon^D Re^D - \varepsilon^d Re^d}, \quad (11)$$

$$Re^D = \frac{v_f^D \cdot D}{v \sqrt{1 - \psi_p^D}}. \quad (12)$$

Таким образом в формулах (9)-(12) получена неявная зависимость гидравлической эффективности ПТП в промышленных условиях от значений, полученных при стендовых испытаниях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лурье М.В., Голунов Н.Н. Использование результатов стендовых испытаний малых противотурбулентных добавок для гидравлических расчетов промышленных трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4. С. 32-37.
2. Жолобов В.В., Морецкий В.Ю., Талипов Р.Ф. О явной записи зависимостей с логарифмической трансцендентностью для коэффициентов гидравлического сопротивления // XV Международная учебно-научно-практическая конференция Трубопроводный транспорт: тез. Докл. Уфа, 2020.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ПОВЫШЕННОГО УРОВНЯ ШУМА НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ

*М.М. Бердник, О.А. Волкова, РУДН, г. Москва,
А.Г. Бердник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва*

Россия обладает более 24% доказанных запасов природного газа всего мира, а также является одним из лидеров по добыче природного газа (по данным ОПЕК) [1]. Для транспортировки добытого природного газа до мест потребления используются магистральные газопроводы. В нашей стране крупнейшая в мире сеть трубопроводов для транспортировки газа протяженностью более 170 тысяч километров [2].

При транспортировке газа по магистральному трубопроводу рабочее давление может достигать значений до 7,5 МПа, в то время как давление в городских газовых сетях может быть ниже 5кПа. Для снижения давления перед поступлением в городские газовые сети газ поступает на газораспределительные станции (ГРС), в газорегуляторные пункты (ГРП) или газорегуляторные установки (ГРУ). Процесс снижения давления влечет за собой высокий уровень звукового давления, достигающий в некоторых случаях 110 дБА. Допустимый же уровень шума газорегуляторных пунктов и установок по ГОСТ 34011–2016 должен находиться ниже значения 80 дБА.

Натурные измерения на ГРП показывают, что шум при технологическом процессе редуцирования наблюдается в высокоскоростных потоках, сжимаемых газообразных средах и обусловлен периодическим изменением скоростей и давлений, а также пульсацией газа в результате турбулентности. [3]

Для исследования причин возникновения повышенных значений шума на линиях редуцирования, была построена модель трубопровода с установленным регулятором давления. Регулятор давления моделировался в виде местного сужения проходного сечения трубы. В качестве исходных данных были приняты данные ГРС «Эжва», на которой газ поступает из труб с диаметром 219 мм во входной патрубке газорегулятора диаметром 100 мм, а далее через выходной патрубок и конические переходы попадает в трубы диаметром 315 мм.

Фактическая скорость на участке трубопровода рассчитывается по формуле:

$$v_{\phi} = v \cdot \frac{Q_{\phi}}{2 \cdot d^2}$$

где v - скорость потока сжатого газа, м/с
 Q_{ϕ} - объемный расход сжатого газа для реальных условий,
 м³/ч
 d - внутренний диаметр трубопровода, м

Таким образом, скорость потока по данной формуле составляет 55,926 м/с. Задавшись полученным значением скорости был смоделирован поток течения газа через местное сужение трубы. Полученные результаты свидетельствуют о возникновении существенной турбулентности в потоке на выходе из регулятора (рисунок 1). Кроме того, наблюдается резкое возрастание скоро-

сти непосредственно в самом регуляторе.

Таким образом, можно говорить о двойственной природе шума, возникающего на линиях редуцирования газа. С одной стороны, это гидродинамический шум, вызванный резким возрастанием скорости потока, а также турбулентностью, наблюдаемой на выходе из регулятора. С другой стороны, механический шум, получаемый за счет удара потока газа о стенку трубы, возникающий по причине все той же турбулентности, из-за которой поток многократно меняет свое направление.

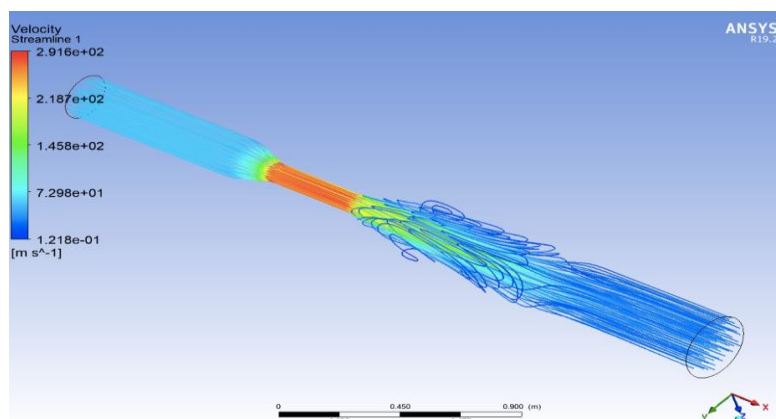


Рисунок 1 – Результаты моделирования потока газа

Для борьбы с повышенным уровнем шума в работе предлагается рассмотреть возможность установки дополнительной конструкции струевыпрямителя, который представляет собой плоскую шайбу круглого сечения со сквозными отверстиями. Установка такой конструкции предполагается на выходе из регулятора давления. Подбираемыми параметрами конструкции струевыпрямителя стали толщина, диаметр отверстий, их взаимной расположение, а также материал, из которого сделана конструкция. Первые три параметра отвечают за выпрямление потока и его параметры на выходе из струевыпрямителя. В то время как правильный выбор материала конструкции позволит уменьшить механический шум, вызванный ударом потока газа о стенку трубы. В работе предполагается изготовление такого струевыпрямителя из полимерного материала и установка его на фланцевом соединении. Подобный подход позволит предотвратить распространение шума по металлу трубы и локализовать источник в зоне установки регулятора давления. Дополнительное использование звукоизолирующих кожухов позволит получить существенное снижение шума на линиях редуцирования газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мировые запасы природного газа [Электронный ресурс] // Википедия. Свободная энциклопедия. – Режим доступа: URL: http://ru.wikipedia.org/wiki/Мировые_запасы_природного_газа (дата обращения: 21.04.2022).
2. Герасимова И. В. Цифровая труба / И. В. Герасимова // Neftegaz.RU. – 2019. № 12 (96). С. 12-14.
3. Тербнев А.В. Методы снижения шума при эксплуатации контрольно-распределительных пунктов магистральных газопроводов / А.В. Тербнев, А.Г. Бердник // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2022. № 4 (307). С. 54-61.

СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЗАТРАТ ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Я.М. Гайфулина, Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа

Необходимость в увеличении объемов газа приводит к росту эксплуатируемого, но физически и морально устаревшего оборудования компрессорных станций, а также диктует потребность в новых программах модернизации и повышении энергетической эффективности с учетом его индивидуальных характеристик.

Основной целью работы является снижение расхода топливного газа на собственные и технологические нужды оборудования компрессорной станции за счет выбора режима работы, который позволяет достичь более высоких показателей с меньшими энергозатратами. Применение данного метода позволит проанализировать совокупную работу системы с соблюдением принципов промышленной безопасности техногенных объектов, а также обеспечения увеличения суммарного политропического коэффициента полезного действия.

Реализация заключается в применении электронных моделей магистральных газопроводов и отдельного оборудования в программно-вычислительном комплексе «Веста». В качестве объекта изучения выбрана компрессорная станция №4 «Поляна» ПАО «Газпром».

Применение программного комплекса в автономном режиме позволит обеспечить снятие показаний параметров газа и характеристик вспомогательных систем. Архив данных используется в целях расчета текущей производительности компрессорной станции, фиксируя отклонения от заданного режима работы, а также максимальной производительности, с выдачей рекомендаций по изменению числа оборотов ГПА. Возможность работать в offline-режиме способствует моделированию внештатных ситуаций с детальным поиском решения по устранению аварии, таким образом осуществляется подготовка и повышение квалификации специалистов диспетчерского управления. Дополнительно с помощью программы при необходимости рассматривается переход на другой план поставок газа.

Визуализация процесса в ПВК «Веста» на основании расчетных данных, фиксируемых приборами учета, отображает динамику изменения рабочей точки и позволяет выбирать зависимости основных показателей ГПА (рисунок 1).

Изменение одного или нескольких параметров в ПВК, учет изношенности и наработки оборудования с дополнением математическими зависимостями расчетных показателей ГПА (изменение параметров на входе согласно уравнению [1], которое приводит к нахождению точки, попадающей в зону оптимального режима) позволяет выявить наиболее рациональные способы повышения энергетической эффективности магистрального газа в части эксплуатации КС для различных типов ГПА.

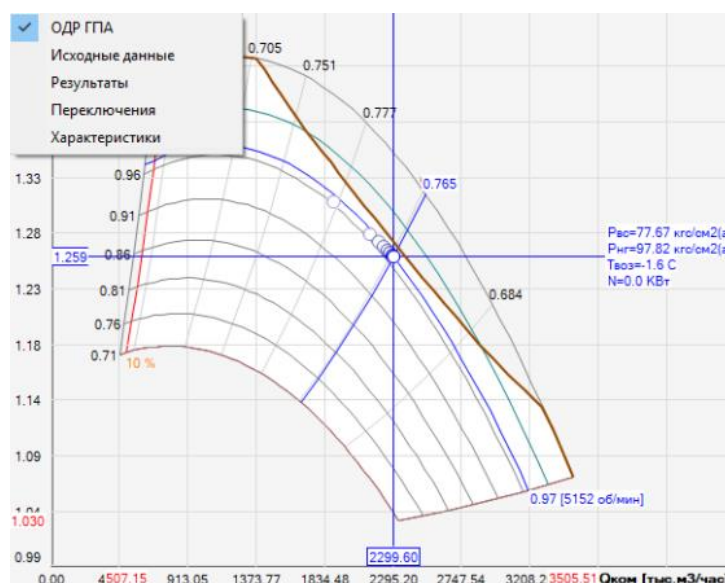


Рисунок 1 – Область допустимых режимов работы ГПА в ПВК «Веста»

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Иванов, Э.С. Обеспечение эффективности работы компрессорных станций в условиях сниженной загрузки магистральных газопроводов: дис. канд. техн. наук: защищена 28.01.16/ Эрнест Иванов. - УГНТУ, 2016. - 189 с.

УДК 622.692.4.07:624.139

О НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ III ПРИНЦИПА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ В КАЧЕСТВЕ ОСНОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА

Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа

Строительство оснований и фундаментов нефтегазовых объектов и транспортных линий как по принципу I, так и по принципу II использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания сооружений далеко не всегда бывает успешным.

Опыт эксплуатации трубопроводов в районах мерзлоты и исследования теплового взаимодействия оснований сооружений с оттаивающими и промерзающими грунтами показывают, что наилучшей конструкцией линейной части трубопровода будет та, которая позволит сохранить массив грунта в естественном состоянии на протяжении всего периода эксплуатации трубопроводов. Это возможно при ограничении теплового и механического воздействия на грунт и использовании принципа сохранения мерзлого грунта в естественном состоянии, который можно назвать III-м принципом использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания при проектировании трубопроводов.

Необходимым требованием при этом является обеспечение нулевого годового теплооборота на поверхности Земли.

Достаточным условием можно считать сохранность подстилающих мерзлых грунтов в естественном состоянии, их структуры, механических свойств и т.д.

С целью минимизации теплового воздействия на подстилающие мерзлые грунты используется решение задачи по теплообмену подземного и наземного нефтепровода, с «остановленной» границей протаивания

$$(t_{\text{тр}} - t'_0) = \left[\frac{\lambda_m(t'_0 - t_B)}{R_0 \ln \frac{D_{\text{ЭКВ}}}{2R_0}} \cdot \frac{\beta}{360} + \frac{\lambda_m(t'_0 - t_B)}{R_0 \ln \frac{4H_{0\text{ЭКВ}}}{2R_0}} \cdot \frac{360 - \beta}{360} \right] \frac{R_0}{\lambda_T} \ln \frac{R_0}{R_{\text{тр}}}, \quad (1)$$

где, при общепринятых обозначениях [1], эквивалентная глубина заложения оси трубопровода в грунт

$$H_{0\text{ЭКВ}} = H_0 + \delta_{\text{сн}} \cdot \frac{\lambda_m}{\lambda_{\text{сн}}} + \frac{\lambda_m}{\alpha_B}, \quad (2)$$

диаметр эквивалентного кольца насыпи определяется по аналогии с (2)

$$D_{\text{ЭКВ}} = D_K + 2 \cdot \left(\delta_{\text{сн}} \cdot \frac{\lambda_m}{\lambda_{\text{сн}}} + \frac{\lambda_m}{\alpha'_B} \right). \quad (3)$$

Предложенная формула (1) универсальна и удобна в использовании, учитывает тепло фазовых превращений на границе протаивания-промерзания вокруг трубопровода, находится в соответствии с требованиями нормативной документации, апробирована в условиях физического эксперимента и может быть использована при постановке и решении различных технико-экономических задач, с учетом требования сохранности окружающей среды и в соответствии с заданным температурным регламентом.

Эффективно, с учетом регулирования ореолов протаивания, могут быть решены задачи:

- по определению рациональной степени заглубления оси трубопровода при наземной прокладке трубопровода;
- по определению толщины теплозащитного экрана при условии сохранения несущей способности основания (мерзлого грунта под трубой);
- по совершенствованию конструкции наземного трубопровода и др.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. О постановке задач регулирования ореола протаивания вокруг трубопровода в районах распространения мерзлоты || Территория "Нефтегаз". № 1-2, февраль, 2017. С. 100-106.

УДК 620.197.3

УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ

Э.Ф. Давлетшин, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа

Одним из факторов опасности коррозии производственных объектов является коррозионная агрессивность транспортируемых или хранящихся сред.

Ингибиторная защита - наиболее эффективная и технологически несложная технология обеспечения целостности технологического оборудования и трубопроводов от внутренней коррозии, она дополняет мероприятия по реконструкции и замене трубопроводов и должна быть:

- полной (т.е. защищать оборудование в запланированном объеме и на протяжении всего периода проведения противокоррозионной защиты);
- достаточной (обеспечивать требуемую степень защиты от коррозии или снижать скорость коррозии до запланированного уровня);

– надежной (обеспечивать минимально допустимые риски при отклонениях в технологическом процессе или отказе промышленного оборудования).

Ингибиторы коррозии, адсорбируясь поверхностным слоем технических устройств, образуют защитную пленку от действия коррозионной среды. Несмотря на то что эффективность защиты ингибиторами зависит от множества факторов, применение их технически и экономически оправдано как при углекислотной [1] и сероводородной коррозии, так и при любых других видах внутреннего коррозионного разрушения промышленного оборудования. Ингибиторной защите от внутренней коррозии подлежат нефтегазопроводы, в которых происходит расслоение транспортируемой жидкости на фазы (нефть, воду, газ), а также транспортирующие прямую водонефтяную эмульсию («нефть в воде»), водоводы, транспортирующие средне- и высокоагрессивные пластовые и сточные воды, и промышленные газопроводы.

Для осуществления скорости коррозии необходимо применять средства измерения скорости коррозии.

Мониторинг коррозии должен иметь два уровня получения информации:

- Первый уровень мониторинга коррозии должен давать обслуживающему персоналу информацию для оперативного управления системой подачи ингибиторов коррозии.

- Второй уровень мониторинга коррозии – инспекционный.

Первый (оперативный) уровень мониторинга коррозии обеспечивается стационарно установленными датчиками коррозии, по линиям связи передающими сигнал или по беспроводной системе на управляющий компьютер.

Для мониторинга коррозии внутренней коррозии технологического оборудования и определения скорости коррозии трубопроводов необходимо использовать инструментальные методы.

Инструментальный метод позволяет определить общую скорость коррозии.

Наряду с инструментальным контролем скорости коррозии необходима установка образцов-свидетелей (купонов) для определения характера протекания коррозионных процессов (язвенная, питтинг) [2]. Узлы установки купонов должны обеспечивать установку и извлечение их без остановки технологического процесса.

В данной статье рассматриваются вопросы, связанные с ингибиторной защитой одного из межпромысловых коллекторов нефтегазоконденсатного месторождения Крайнего Севера РФ от углекислотной коррозии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Корякин А.Ю. Комплексное использование промысловых объектов Уренгойского НГКМ в условиях разработки сеноманской, валанжинской и ачимовских залежей/ А.Ю. Корякин, А.И. Ермолаев и [др.] // Газовая промышленность. 2018. №7. С. 58-64.
2. Корякин А.Ю. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования/ А.Ю. Корякин, В.Ф. Кобычев, И.В. Колинченко, А.Д. Юсупов // Газовая промышленность. 2017. №12. С. 84-89.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК

Н.И. Денисенко, УГНТУ, г. Уфа

Увеличение загрузки нефтепроводов и нефтепродуктопроводов приводит к увеличению турбулентного сопротивления трения и, как следствие, росту затрат на перекачку. Однако значительно снизить гидравлическое сопротивление возможно посредством ввода даже малого количества добавки полимера – противотурбулентной присадки, которая может быть как гелевого, так и суспензионного типа. Снижение гидравлического сопротивления происходит за счет подавления макромолекулами полимера турбулентных пульсаций (данное явление называется эффектом Томса).

В работе выполнен анализ эффективности применения противотурбулентных присадок на примере магистрального нефтепровода «Куюмба-Тайшет», состоящего из двух участков с трубопроводами разных диаметров, представленных в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для участков трубопровода «Куюмба-Тайшет»

№ участка	Участок	км	Диаметр трубопровода, мм
1	ГНПС № 1 – НПС №2	95	530
2	НПС № 2 – ГНПС «Тайшет»	608	720

При плановой пропускной способности 15 млн т/год расчетная часовая пропускная способность составила бы 2311 м³/ч. По результатам расчетов, фактическая пропускная способность составила 2051 м³/ч, что заметно отличается от проекта (рисунок 1).

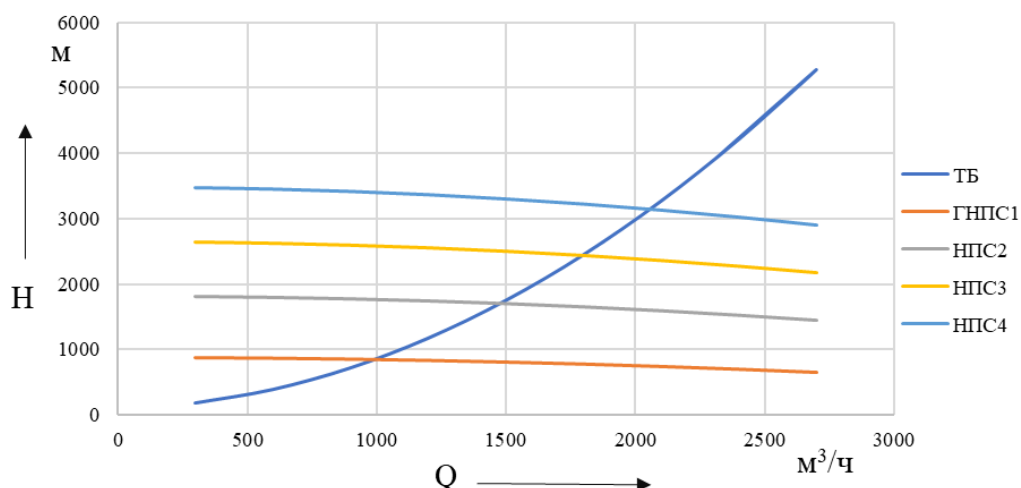


Рисунок 1 – Совмещенная характеристика нефтепровода «Куюмба-Тайшет» и нефтеперекачивающих станций

В качестве присадок, используемых для повышения пропускной способности, были применены отечественная суспензионная присадка «CDR-102» и

зарубежная присадка «Necadd-547», представляющая собой бесцветный гель с плотностью $\rho = 769 \text{ кг/м}^3$.

Таблица 2 – Необходимая для достижения плановой пропускной способности концентрация присадок

Число работающих насосов на ГНПС (для участка № 1)	1	2
Концентрация присадки CDR-102, г/т	20,38	11,3
Концентрация присадки Necadd-547, г/т	50,15	39,6
Участок № 2		
Концентрация присадки CDR-102, г/т	7,79	
Концентрация присадки Necadd-547, г/т	19,56	

При трех работающих на ГНПС насосах фактическая пропускная способность превышала плановую, а при работающих одном и двух магистральных насосов достичь перекачки с плановым значением невозможно. В результате была поставлена задача определения концентрации присадки, необходимой для ведения перекачки с плановым значением при двух работающих насосах, а затем с более высокой концентрацией ПТП, но при работающем одном магистральном насосе, что также позволит обеспечить экономию электроэнергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гареев, М.М. Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов / М.М. Гареев, Ю.В. Лисин, В.Н. Манжай, А.М. Шаммазов. – СПб.: Недра, 2013. 228с.
2. Ерошкина, И.И. Повышение пропускной способности магистральных нефтепродуктопроводов на основе применения противотурбулентных присадок: дис. канд. техн. наук: 01.01.03 / Ерошкина Ирина Игоревна. – М., 2003. 145 с.
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. 488с.

УДК 622.692.2.07

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ РЕЗЕРВУАРОВ НА МНОГОЛЕТНЕМЁРЗЛЫХ ГРУНТАХ

А.В. Журихина, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа

Одной из актуальных проблем нефтяной промышленности является повышение эффективности строительства объектов трубопроводного транспорта в северных районах России. На сегодняшний день наиболее сложными являются проблемы строительства оснований и фундаментов сооружений на многолетнемерзлых грунтах.

В данной работе рассмотрены основные технологии по обеспечению стабильного состояния многолетнемерзлых грунтов, применяемых при строительстве оснований для резервуаров.

Многолетнемерзлые грунты преобладают в условиях Севера, где располагается значительная доля резервуарных парков. Растепление мерзлого основания, обводнение, осадка грунта, а также потеря устойчивости конструкции являются следствием повышенной теплоотдачи от сооружения в грунт. В связи с этим, использование традиционных методов расчета и строительства объектов не является достаточно надежным. Необходимо выполнение специального комплекса работ по поддержанию желаемой температуры на вечноммерзлых грунтах.

В настоящее время на территории нашей страны при эксплуатации резервуаров на многолетнемерзлых грунтах применяются следующие методы:

- проектирование резервуаров на свайном основании, при котором обеспечивается вентилируемое подполье, улучшаются условия для диагностики днища, многолетнемерзлый грунт защищается от протаивания;

- применение компенсирующих песчаных или гравийных подушек;

- горизонтальная естественнодействующая трубчатая система (ГЕТ), при которой происходит процесс циркуляции хладагента и обеспечивается замораживание грунта;

- вертикальная естественнодействующая трубчатая система (ВЕТ), аналогичная системе ГЕТ, отличительной чертой которой являются вертикальные трубы, размещаемые в необходимых расчетных точках.

Анализ показывает, что наиболее перспективными и эффективными конструкциями для надежного строительства и эксплуатации резервуаров в условиях многолетнемерзлых грунтов являются системы ВЕТ и ГЕТ. Предпочтительно использование именно системы ВЕТ, которая создает прочное объемное основание, достаточно стабильное, что обеспечивает безопасность, работоспособность резервуара, гарантирует лучшее поддержание заданного температурного режима грунтов оснований, сокращает объемы затрат и площадь строительства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системы температурной стабилизации вечноммерзлых грунтов [Электронный ресурс]: электронный журнал «Журнал технический решений» – Режим доступа: <https://www.npo-fsa.ru/sites/default/files/tehrefresh-pdf.pdf>.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА ПРИ «ГОРЯЧЕЙ» ПЕРЕКАЧКЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Д.А. Захаров, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время наблюдается тенденция к освоению залежей трудно-извлекаемых запасов, так как происходит истощение запасов нефтей с малой и средней вязкостью. Применяется достаточно большое количество методов изменения вязкости и температуры застывания высоковязкой нефти, делящиеся на химические, физические и физико-химические. Объектом исследования стал метод «горячей» перекачки (ГП) из-за возможности его совмещения с другими.

Важно отметить, что при применении данного метода перекачка не всегда ведется в проектных режимах вследствие того, что система нефтепровод – грунт пребывает в неустановившемся состоянии из-за постоянных колебаний температуры воздуха и грунта. Появляется необходимость регулирования температуры высоковязкой нефти из-за возможности её застывания на наиболее опасном участке трубопровода, а именно на конце перегона между насосно-тепловыми станциями. Второй недостаток ГП – высокая энергоёмкость. Снизить использование перекачиваемой нефти в качестве топлива является актуальной проблемой.

Предлагается, чтобы частично решить данные недостатки, применение электрообогрева (ЭО) на «горячих» трубопроводах. В статье [1] произведен сравнительный анализ существующих систем ЭО в зависимости от длины трубопровода. Только СКИН-система позволяет эффективно производить подогрев магистрального трубопровода.

Целью работы является исследование эффективности применения ЭО в зависимости от его длины в совокупности с ГП путем сравнения удельного расхода энергии на единицу транспорта. По результатам расчета выявлено, что нет необходимости постоянного использования системы электрообогрева. Она является вспомогательной системой, включение которой целесообразно только в аварийных ситуациях, чтобы избежать застывание нефти. Затраты на электроэнергию меньше, чем в случае остановки трубопровода. Эксплуатационные затраты не велики, так как комбинированная перекачка позволяет также уменьшить объемы использования нефти на пунктах подогрева.

Комбинированное применение «горячей» перекачки и электрообогрева на концах участков перегона эффективно как с экономической, так и с технической точки зрения, так как достигается надежность системы и происходит экономия топлива.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Хренков Н.Н. Кабельный обогрев сверхдлинных трубопроводов: выбор экономичной схемы / Н.Н. Хренков // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2007. № 6.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА АКУСТИКО-ЭМИССИОННОГО КОНТРОЛЯ ПРИ ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Д.В. Красов, Р.Г. Рыскулов, УГНТУ, г. Уфа

Трубопроводы площадных объектов компрессорной станции, а также трубопроводы линейной части магистрального газопровода, которые не исследуются средствами внутритрубной диагностики магистральных газопроводов, нуждаются в необходимости повышения эффективности их технического обслуживания. Комплексы внутритрубной диагностики эффективны лишь для участка магистрального газопровода. Анализ доступных методов неразрушающего контроля выявил явные преимущества метода акустической эмиссии.

Суть данного метода заключается в том, что в процессе деформирования в местах нагруженных конструкций, где и происходит зарождение разрушения, возникают акустические волны, которые затем распространяются по материалу и могут быть зарегистрированы специальными датчиками [1].

Уникальность метода заключается в том, что он позволяет не только обнаружить зарождение и рост опасных для эксплуатации объекта контроля дефектов, но и оценить степень их опасности [2].

В работе была проведена экспертиза промышленной безопасности узла подключения Горнозаводского ЛПУМГ методом акустической эмиссии. В общей сложности обследованию подверглось 600 метров технологических трубопроводов узла подключения, как подземного, так и надземного монтажа, диаметром от 60 до 1420 мм.

По результатам проведенного акустико-эмиссионного контроля, выявлено 15 активных источников (источники II класса опасности), и 2 критически активных источника (источники III класса).

Дополнительный диагностический контроль акустико-эмиссионных источников в шурфах, позволил определить тип и размеры дефектов, основными из которых являются:

- дефекты стресс-коррозионного происхождения, на основном металле магистрали, глубиной до 2 мм;
- утечки газа из контрольного отверстия на усиливающих накладках тройников 1420×24,0/1020×22,0;
- коррозия язвами с глубиной язв до 4,5 мм;
- свищи в сварных швах глубиной до 4 мм;
- смещения кромок сварных соединений величиной до 4 мм;
- продольные и кольцевые дефекты проката, отслоения металла, закаты.

Роботизированная внутритрубная диагностика, проведенная на этом же участке, не смогла обнаружить вновь зарождающихся дефектов.

Выводы:

1. Метод акустической эмиссии позволяет эффективно выявлять развивающиеся трещиноподобные дефекты основного металла трубопровода и сварных соединений, коррозию, зачастую недоступные для внутритрубной диагностики;

2. Метод акустической эмиссии не является самодостаточным методом неразрушающего контроля и требует применения других дополнительных методов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Недосека А. Я., Недосека С. А. Акустическая эмиссия и ресурс конструкций (Обзор) // Техн. диагностика и неразруш. контроль. — 2008.
2. ООО «Стратегия НК» SNK-15 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://strategnk.ru/services/datchiki-aek/snk-15/>

УДК 622.691.4:621.752

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ВИБРОДИАГНОСТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

А.Д. Лу, УГНТУ, г. Уфа

В процессе работы оборудования ГПА, без внесения дополнительных возмущений, может быть получен ряд нестационарных флуктуационных и шумовых сигналов, несущих в себе информацию о его техническом состоянии.

Одним из возможных видов подобных сигналов является вибрационный, который представляет собой многокомпонентный флуктуационный сигнал и выделение информативных признаков [1].

Одним из практических приложений вейвлетного преобразования сигнала является удаление из него случайного шума [1-3]. Для этого осуществляется прямое вейвлет - преобразование измеренного сигнала, затем обнуляются незначающие коэффициенты преобразования по уровню порога, пропорционального амплитуде случайного шума, и осуществляется обратное преобразование. Вейвлетное преобразование сигнала осуществляется на основе материнских функций, которые в основном не относятся к классу простых алгебраических функций [1, 2].

Расчеты показали, что точки средней линии, относительно которого происходит колебание коэффициентов вейвлетного преобразования сигнала с шумом, близки к значениям коэффициентов вейвлетного преобразования исходного сигнала без случайного шума (кривая 1, рис.1а). Осуществляя сглаживание коэффициентов вейвлетного преобразования в области периодических колебаний значений, можно существенно снизить уровень случайного шума в коэффициентах измеренного сигнала.

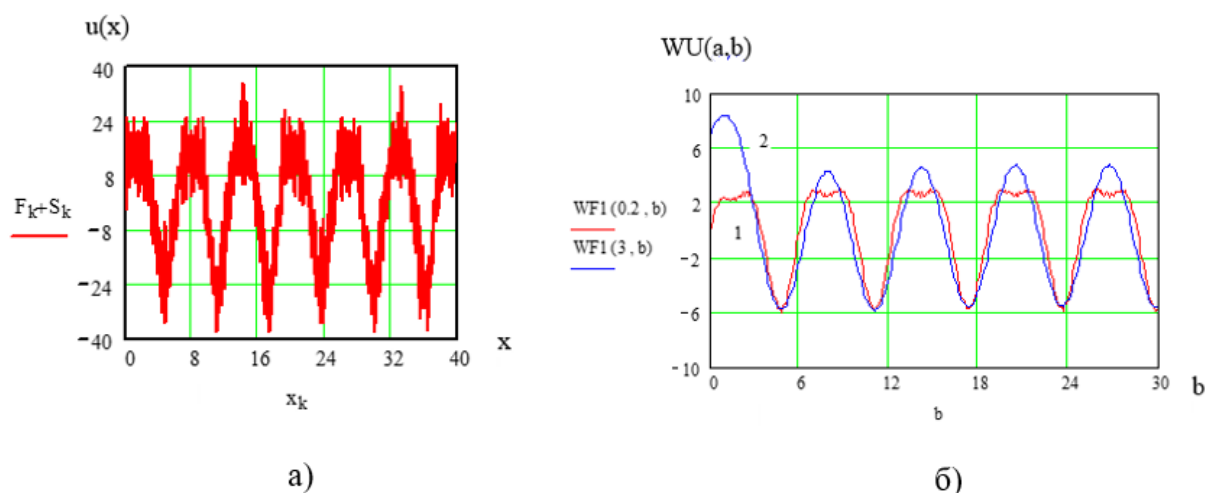


Рисунок 1 - Гармонический сигнал с шумом (а) и его коэффициенты вейвлетного преобразования (б)
1 – $a=0.2$, 2 – $a=3$.

С учетом указанных особенностей в коэффициентах вейвлетного преобразования сигнала со случайным шумом можно рекомендовать следующие подходы при удалении шума из сигнала:

- удаление случайного шума из сигнала осуществляется путем сглаживания (усреднения) коэффициентов вейвлетного преобразования сигнала с шумом по области изменения параметра сдвига b . Этот способ является эффективным при использовании коэффициентов вейвлетного преобразования сигнала, полученных для малых значений масштабирующего параметра вейвлетной функции $a < 2$;

- для уменьшения влияния случайного шума используются коэффициенты вейвлетного преобразования сигнала, полученные при относительно больших значениях масштабирующего параметра вейвлетной функции $a > 2$.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Астафьева, Н.М. Вейвлет-анализ: основы теории и примеры применения // Успехи физических наук. 1996. Т. 166, №11. С. 1145-1170.
2. Нефедов В.И. Основы радиоэлектроники и связи.– М.: Высшая школа, 2006 г. 510 с.
3. Загидулин Р.В., Бакунов А.С., Шлеин Д.В., Загидулин Т.Р. Удаление случайного шума из измеренного магнитного поля дефекта сплошности на основе вейвлетного преобразования. - Контроль. Диагностика, 2009, №3, с.29 – 33.

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ МАГНИТНОГО КОНТРОЛЯ ДЕФЕКТОВ СПЛОШНОСТИ ГАЗОПРОВОДА ПО ОСТАТОЧНОЙ НАМАГНИЧЕННОСТИ МЕТАЛЛА

В.Р. Мардамышин, УГНТУ, г. Уфа

Магнитные методы неразрушающего контроля (НК) находят широкое применение при технической диагностике магистральных газопроводов (МГ) и они реализованы в технических средствах внутритрубной дефектоскопии (ВТД) и приборах наружного НК МГ [1].

При ВТД магнитный контроль МГ осуществляется в приложенном постоянном магнитном поле. Но, создаваемым в области контроля намагничивающим устройством (НУ) (рис.1а), а дефект сплошности обнаруживается по магнитному полю рассеяния над ним. Для надежного выявления мелких трещин МГ с глубиной от 0,1t (t-толщина трубы) требуются громоздкие НУ, создающие сильные магнитные поля (напряженность свыше 100 А/см).

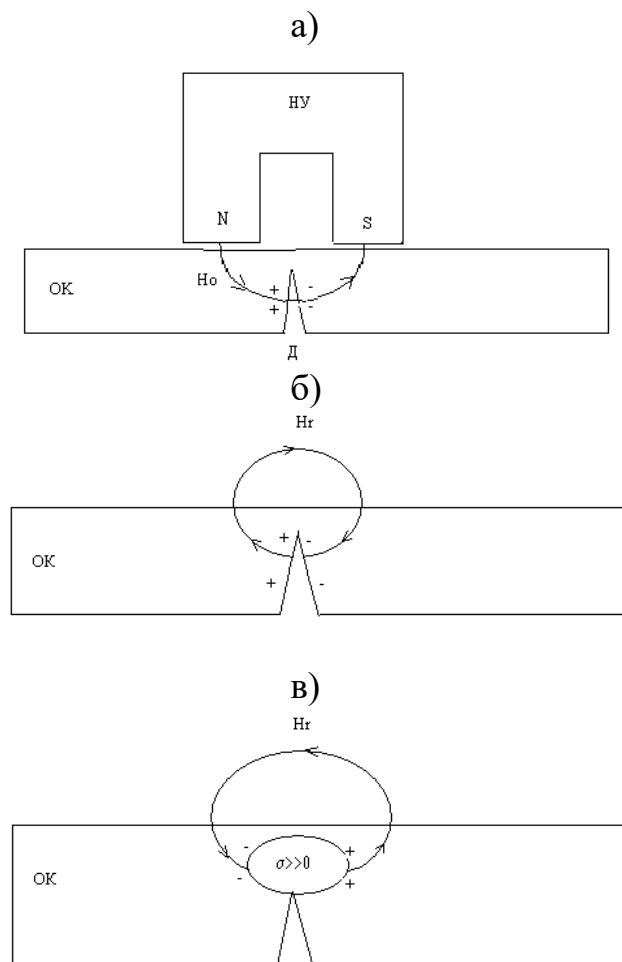


Рисунок 1 – Намагничивание (а) и формирование поля остаточной намагниченности при магнитной дефектоскопии МГ (б) и магнитном контроле НДС МГ (в) с дефектом сплошности

Для повышения информативности результатов ВТД МГ в технических средствах может использоваться магнитный контроль дефектов сплошности по остаточной намагниченности металла. В этом случае, после прохождения НУ, поляризованные грани трещины создают в окружающем пространстве поле остаточной намагниченности H_r (рис.1б), величина которого является наибольшей для поверхностных дефектов (ПД) и весьма мала для внутренних дефектов (ВД) и дефектов внутренней поверхности (ДВП) МГ. Поэтому по полю остаточной намагниченности довольно сложно обнаружить дефекты МГ типа ВД и ДВП с глубинами менее $0,2t$ (t -толщина трубы).

В то же время исследования в области магнитного контроля напряженно-деформированного состояния (НДС) МГ по остаточной намагниченности металла показали возможность надежного обнаружения дефектов сплошности МГ типа ВД и ДВП с глубинами от $0,1t$ и более.

При магнитном контроле НДС остаточная намагниченность металла в области дефекта сплошности МГ создается малогабаритным и сравнительно не громоздким НУ, при этом намагничивающее поле НУ может для дефектов с большой глубиной залегания и не достичь граней трещины (рис.1в). Однако это магнитное поле намагничивает и создает повышенную остаточную намагниченность зоны пластичности металла над вершиной трещины, где механические напряжения превышают предел текучести [2]. Ввиду близости этой зоны к поверхности контроля МГ, величина поля остаточной намагниченности H_r является значительной для надежного обнаружения дефекта сплошности МГ. Исследования показали, что чувствительность метода существенно возрастает, если МГ находится под нагрузкой, что позволяет проводить магнитный контроль в процессе эксплуатации МГ.

Таким образом, магнитный контроль МГ по остаточной намагниченности металла позволяет не только обнаруживать области с повышенным НДС металла, но и определять по ним наличие дефектов сплошности, если они являются источниками зон пластичности металла.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Миторхин М.Ю., Велиюлин И.И., Касьянов А.Н. и др. Анализ средств и технологий технического диагностирования и отбраковки труб при проведении капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром». - Территория нефтегаз, 2010, №12, с.57-60.
2. Мардамшин В.Р., Загидулин Р.В., Загидулин Т.Р., Бакиев Т.А. Контроль дефектов сплошности сварного соединения стального трубопровода по напряженному состоянию металла. – Газовая промышленность, №S1 (797), 2020, с.54-63.

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЯЧЕЙКИ МЕХАНИЧЕСКИХ МЕТАМАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Т.А. Моисеенко, УГНТУ, г. Уфа

Метаматериалы с отрицательной жесткостью можно использовать для демпфирования и вибрационной изоляции насосного оборудования, тем самым повысить их срок службы. Ввиду сложности достижения полной уравниваемости вала насоса и электродвигателя, на подшипниках оборудования возникают смещения (называемые вибросмещениями), данным смещениям соответствуют виброускорения, усилия от которых воспринимает как само оборудование, так и его фундаментное основание (рисунок 1).

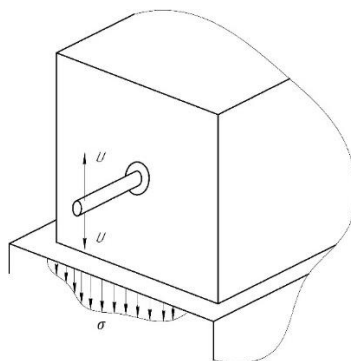


Рисунок 1 – Воздействие на фундамент оборудования

Вторым законом Ньютона в дифференциальной форме [1]

$$\frac{\partial u}{\partial t} \sigma = \rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2},$$

где ρ – массовая плотность метаматериала,
 t – переменная времени,
 σ – напряжения в нагруженном основании,
 u – перемещения (деформации).

Сила, действующая на фундамент, создается избыточную энергию деформации, которую может частично поглощать метаматериал с отрицательной жесткостью при этом возвращаясь в исходное состояние и работая в упругой зоне деформирования. Из выше сказанного можем записать

$$\varepsilon \cdot \sigma = \rho \cdot a,$$

где ε – относительная деформация,
 a – ускорение.

Даваясь нормами виброускорения (для НМ 7000-210) через $a_{\max} = 0,5$ м/с (при частоте воздействия 100 Гц), которому должно соответствовать предельно допустимая деформация метаматериала и соответственно смещение вала оборудования $[\varepsilon] = 80$ мкм, можем записать

$$[\varepsilon] \cdot \sigma = \rho \cdot a_{\max},$$

Выражаем напряжения (для используемого метаматериала $\rho = 180$ кг/м³, $E = 1$ ГПа [2])

$$\sigma = \frac{\rho \cdot a_{\max}}{[\varepsilon]},$$

Данным напряжениям будет соответствовать сила F , связанная с напряжениями через площадь воздействия нагружения. Данная сила будет расчетной, для определения геометрических параметров ячеистых материалов.

Для ячеистого материала с фазовыми трансформациями [2]

$$F = \frac{1}{24} \left(\frac{d}{A} \right) \pi^4 \left(6Q^2 + 4 + 3Q^2 \left(\frac{d}{A} \right)^2 - 9Q^2 \left(\frac{d}{A} \right) \right) \cdot (E\pi_2\pi_3\lambda^2\pi_1^4),$$

где d, A – соответственно смещение и амплитуда смещения,

λ – длина ячейки,

π_1, π_2, π_3, Q – безразмерные геометрические параметры ячейки, представленной на рисунке 2, соответственно равные $t/\lambda, A/\lambda, b/t, \pi_2/\pi_1$.

Применимость данной формулы соответствует $Q < 3$,

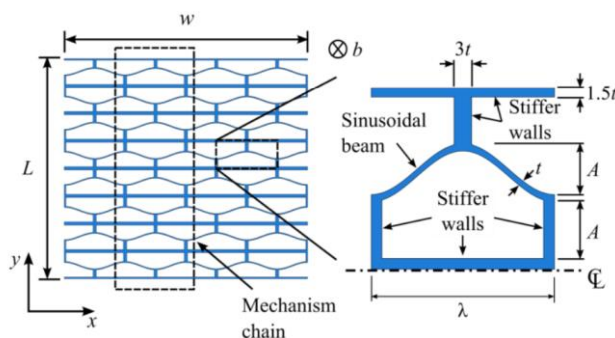


Рисунок 2 – Геометрические параметры ячейки в составе цепи метаматериала

В рамках исследования предложены формулы для определения геометрических параметров ячеек ячеистого метаматериалов. Геометрия определена исходя из усилия, рассчитанного по нормированным параметрам, соответствующего 5000 Н. Геометрические показатели ячеек приведены в таблице 1. При данных параметрах и соответствующей площади основания насоса демпфирующий слой имеет 1400 ячеек, расположенных в ряд.

Таблица 1 – Геометрические показатели ячеек

d , мкм	A , мм	λ , мм	t , мм	b , м	Q	π_1	π_2	π_3	d/A
80	0,4	1,8	0,27	2,5	1,50	0,15	0,03	9360	0,2

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. J. Christensen, M. Kadic, O. Kraft, M. Wegener, Vibrant times for mechanical metamaterials, Materials Research Society, MRS Communications (2015), 5, 453–462
2. D. Restrepo, N. D. Mankame, Pablo D Zavattieri, Phase transforming cellular materials, Extreme Mechanics Letters (EML), 2015

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВОЙ ТЕНИ ПРИ СОЗДАНИИ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА МАГИСТРАЛЬНОГО НАСОСНОГО АГРЕГАТА

А.В. Осташов, А.А. Туркин-Мозжерин, РГУ нефти и газа (НИУ), г. Москва,

А.А. Фокина АО «Транснефть - Дружба», г. Брянск

Под цифровым двойником (ЦД) производственного объекта подразумевается его цифровая копия, базирующаяся на мультифизическом математическом моделировании физических процессов, определяющих свойства и поведение объекта. ЦД разрабатывается и применяется на всех стадиях жизненного цикла - при проектировании, создании (сооружении), эксплуатации и утилизации. Использование такого подхода может привести к трудностям при создании ЦД производственных объектов длительной эксплуатации, которые создавались и вводились в строй во времена, когда еще не было стадии проектирования в цифровом виде (во всяком случае в том понимании, которое вкладывается в этот термин сегодня). К таким объектам относятся насосные агрегаты, используемые для перекачки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам.

Компания ANSYS использует два понятия цифровых двойников - ЦД, основанный на данных (analytics based digital twin), и ЦД, основанный на численном моделировании физических процессов (simulation based digital twin) [1]. В первом случае создание ЦД идет от сбора и накопления данных через обработку этих данных с помощью аналитических моделей и средств к прогнозированию технического состояния физического объекта в определенной перспективе. Таким образом, основанный на данных ЦД строится на базе цифровой тени физического двойника и не имеет части, основанной на моделировании физических процессов, базирующихся на математической физике.

Использование ЦД, построенного на базе цифровой тени, эффективно при наличии достаточного объема экспериментальных (эксплуатационных) данных, поступающих с датчиков, расположенных на физическом двойнике [2]. В случае магистрального насоса мы имеем дело с набором датчиков, позволяющих контролировать состояние агрегата по широкому набору разнотипных параметров. К ним относятся датчики температуры, вибрации и давления, а также осевого смещения ротора и наличия жидкости в системе сбора утечек. В ЦД МНА также могут быть использованы данные по идентификации команд и режимов работы насоса и информация о наработке до перехода на резервный агрегат или вывода в ремонт. Изложенное позволяет сделать вывод о возможности создания цифровой тени МНА, использующей как данные об эксплуатационных режимах, так и информацию, которая обеспечивает заданное поведение агрегата в тех или иных ситуациях (например, при пуске и останове, срабатывании агрегатных или станционных защит и т.п.).

При эксплуатации МНА требуется непрерывный операторский контроль за технологическими процессами. Этим обусловлено применение на нефтеперекачивающих станциях SCADA-систем, предназначенных для обеспечения в реальном времени сбора, обработки и отображения информации. На рисунке 1

приведена типовая блок-схема передачи измерений от датчиков, установленных на МНА в информационные системы.

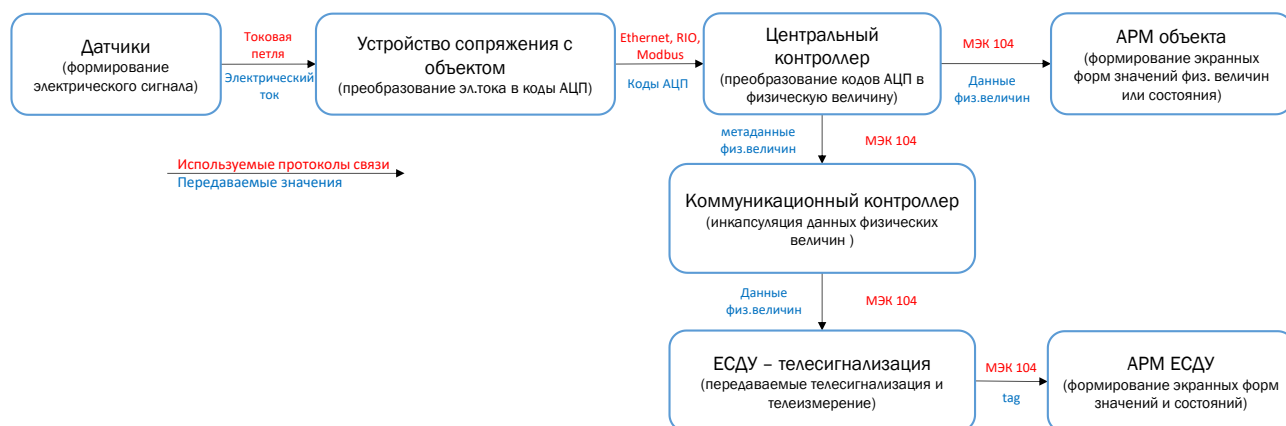


Рисунок 1 – Типовая блок-схема передачи измерений от МНА

Цифровые тени формируются по следующему алгоритму [3]: физический объект - датчики - промышленный интернет - большие данные - аналитика. Как видно из типовой схемы передачи измерений, в качестве части цифрового двойника МНА, реализующей функции сбора данных по телесигнализации и телеизмерениям, могут быть использованы действующие SCADA-системы. Таким образом, построение цифрового двойника МНА, основанного на данных, может быть сведено к решению двух основных задач – созданию хранилища данных об агрегате и внедрению основанной на этих данных операционной аналитической модели. Основными требованиями к модели являются мониторинг технического состояния агрегата и планирование его ремонтов.

Для решения задач прогнозирования отказов и анализа причин их возникновения потребуется разработка математической модели, описывающей физико-механические процессы, происходящие на агрегате. Операционная и математическая модели не противоречат, а дополняют друг друга. Их совместное применение позволяет получить так называемый «гибридный» цифровой двойник (Hybrid Digital Twin) НМА, обладающий максимальной степенью адекватности физическому объекту.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Прохоров А. Цифровой двойник. Анализ, тренды, мировой опыт / Прохоров А., М. Лысачев; научный редактор А. Боровков – Москва: ООО «АльянсПринт», 2020. 401 с.
2. The Evolution of Digital Twins for Asset Operators. Part 2. – URL: <https://www.elementanalytics.com/blog/digital-twin-blog-part-2> (Дата обращения : 25.10.2022).
3. Боровков А.И. Цифровые двойники в нефтегазовом машиностроении/ А.И. Боровков, Ю.А. Рябов, А.А. Гамзикова// Деловой журнал «Neftegaz.RU» 2020. № 6.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ КРАНОВОГО УЗЛА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

А.Р. Салихова, Т.А. Бакиев, УГНТУ, г. Уфа

В данной работе освещён новейший метод диагностирования кранового узла магистрального газопровода. В качестве метода рассмотрена система СМАРТ-мониторинга, которая даёт оценку контролируемых технических параметров состояния трубопроводной арматуры (ТПА).

Основными задачи являются:

- осуществление контроля за техническим состоянием ТПА;
- обеспечение оперативной диагностики в он-лайн режиме;
- оповещение о необходимости проведения технического диагностирования;
- контроль за полнотой выполненных мероприятий по поддержанию работоспособности ТПА.

На основании поставленных задач был определён необходимый перечень контролируемых параметров, это: герметичность запорного органа, герметичность корпусных элементов по отношению к внешней среде, контроль работоспособности привода, контроль проведения и учет набивочных материалов при проведении технического обслуживания.

Технические решения позволяют осуществлять мониторинг работоспособности ТПА на основании следующей сформированной информации:

- оценке крутящего момента для перестановки затвора по величине давления импульсного газа при его страгивании;
- времени перестановки затвора;
- оценке герметичности в узле уплотнения затвора и количественном значении перетока газа;
- наличия загазованности на площадке кранового узла;
- количества смазки, поступившей в узлы уплотнения арматуры;
- фиксации времени, прошедшего со дня последнего обслуживания ТПА.

Применённые программно-технические средства контроля технического состояния трубопроводной арматуры позволяют реализовать методы и алгоритмы получения объективной и достоверной информации о техническом состоянии ТПА в режиме реального времени.

Пилотный проект с внедрением новых технологий на базе СМАРТ-мониторинга показал свою эффективность в работе. На данный момент, система установлена на более 20 крановых узлах магистрального газопровода ООО «Газпром трансгаз Уфа».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гостин И. А., Вирясов А.Н., Семенова М.А. Анализ аварийных ситуаций на линейной части магистральных газопроводов // Инженерный вестник Дона, 2013.

ПРОВЕДЕНИЕ МЕТАЛЛОГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА МЕТАЛЛА С ЦЕЛЬЮ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРИРОДЫ ДЕФЕКТОВ НА ЭЛЕМЕНТАХ КС, ИЗГОТОВЛЕННЫХ ПО ТЕХНОЛОГИИ ГОРЯЧЕГО ПРОКАТА

*В.С. Самохвалов, Т.А. Бакиев, УГНТУ, г. Уфа,
А.Н. Науменко, ООО «Газпром трансгаз Югорск», г. Югорск*

На сегодняшний день, для анализа функционирования и перспективного развития объектов нефтегазового комплекса необходимы системные исследования структуры металлов. Сохранение и развитие методологии традиционных паттернов проведения лабораторных исследований металлов позволяет обеспечить необходимый уровень надежности линейной части магистральных газопроводов, а также объектов компрессорных станций в процессе длительной эксплуатации.

С целью определения причин образования различного рода дефектов, был подготовлен фрагмент металла с размерами 120x120 мм толщиной стенки (согласно данным толщинометрии) 21,41 мм с последующим проведением следующих этапов лабораторных исследований:

1. Анализ химического состава металла (таблица 1, таблица 2).

Таблица 1 – Результаты контроля химического состава металла

№ п/п	Наименование элемента	Концентрация хим. элементов, мас. %													Твердость
		C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	V	Nb	Ti	Mo	Al	
1	Фрагмент основного металла трубы	0,17	0,21	0,92	0,006	0,042	0,098	0,118	0,180	0,004	0,021	0,001	0,035	0,064	179

Таблица 2 – Химический состав сравниваемой стали

№ п/п	Наименование элемента	Концентрация хим. элементов, мас. %													
		C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	V	Nb	Ti	Mo	Al	
1	A333 Grade 6 по ASTM	≤0,23	>0,10	0,29-1,0	≤0,048	≤0,058	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Анализ результатов химического состава показал, что металл исследуемого фрагмента трубы соответствует низколегированной горячекатаной французской стали A333 Grade 6 по ASTM, изготовленной согласно паспортной документации в 1981 году.

2. Неразрушающий контроль.

На поверхности исследуемого фрагмента визуально-измерительным, магнитопорошковым и вихретоковыми методами контроля обнаружены трещиноподобные дефекты поверхности, представляющие собой сравнительно тонкие, плоские, металлические отслоения языкообразной или округлой формы деформированного металла.

3. Исследование образцов на микрошлифах.

Металлографический анализ показал, что микроструктура материала трубы феррито-перлитная (рисунок 1). Структура среднезернистая, балл зерна 9,2 по ГОСТ 5639-82.

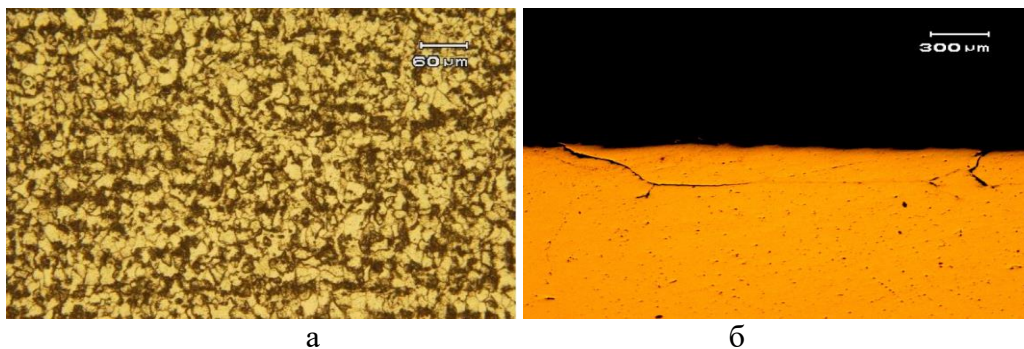


Рисунок 1 – а) Микроструктура основного металла трубы;
б) Прокатная пленка

Анализ загрязненности неметаллическими включениями выявил наличие следующих элементов согласно ГОСТ 1778-70: оксидов точечных (ОТ) 3 балла из 5; сульфидов (ОТ) 3 балла из 5.

Неметаллические включения по сечению стенки трубы распределены неравномерно.

Анализ протяженных несплошностей ориентированных вдоль наружной поверхности трубопровода выявил следующие особенности:

- структура металла вблизи дефектов не отличается по фазовому составу от структуры в глубине основного металла;
- дефекты направлены не вглубь по толщине проката, а под небольшим углом к внешней поверхности стенки трубы;
- дефекты ориентированы по текстуре материала, причем волокна материала дефектами не прерываются, а огибают их.

Данная нетипичная для трещиноподобных дефектов конфигурация несплошностей характерна для производственных дефектов типа «пленка» и не является трещиной.

Развитие дефектов происходило преимущественно по неметаллическим включениям основного металла трубы. Начальная траектория развития близка к перпендикулярной (по отношению к наружной поверхности трубы) и проходит по границам зерен металла, не пересекая их. Неметаллические включения, с большей долей вероятности, являясь концентраторами напряжений, способствовавшими образованию и развитию дефектов под действием нагрузок, близких к пределу текучести материала, характерным для трубной продукции изготовленной методом горячего проката.

В рамках проведения лабораторных исследований вырезанных темплетов и определения природы выявленных дефектов авторским коллективом был проведен комплексный анализ металла труб сборного коллектора АВО-газа с последующей подготовкой плана обследования и разработкой типовой технологической карты на ремонт подобных дефектов.

РАЗРАБОТКА ТИПОВОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ КАРТЫ РЕМОНТА КОНТРОЛИРУЕМОЙ ШЛИФОВКОЙ НАРУЖНЫХ ДЕФЕКТОВ ЭЛЕМЕНТОВ АВО ГАЗА «КРЕЗО-ЛУАР», В ПРОЦЕССЕ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В.С. Самохвалов, УГНТУ, г. Уфа,

А.Н. Науменко, ООО «Газпром трансгаз Югорск», г. Югорск

Одной из целей энергосберегающей политики нефтегазовых предприятий является повышение энергетической эффективности технологических и вспомогательных производственных процессов на основе реализации экономически обоснованных энергосберегающих мероприятий. Сокращение энергоемкости транспортировки природного газа в настоящее время обеспечивается системами охлаждения газа, самыми распространенными из которых являются аппараты воздушного охлаждения (далее – АВО газа). Учитывая тот факт, что АВО газа работают на «горячих участках» с повышенным термо- и вибронапряжением, важное значение имеет обеспечение их надежной работы, особенно при выявлении дефектов типа «плен, закатов, волосовин».

Предлагается следующий поэтапный план мероприятий проведения ремонтных работ методом контролируемой шлифовкой АВО газа «Крезолуар» (рисунок 1).

1. Определение таких параметров объекта ремонта как – номинальный диаметр (мм), толщина стенки (мм), контролируемая поверхность.
2. Назначение исполнителя работ по следующим требованиям:
 - 2.1. Выполнение контроля исполнителем, аттестованным по применяемым методам по II или III уровню профессиональной квалификации.

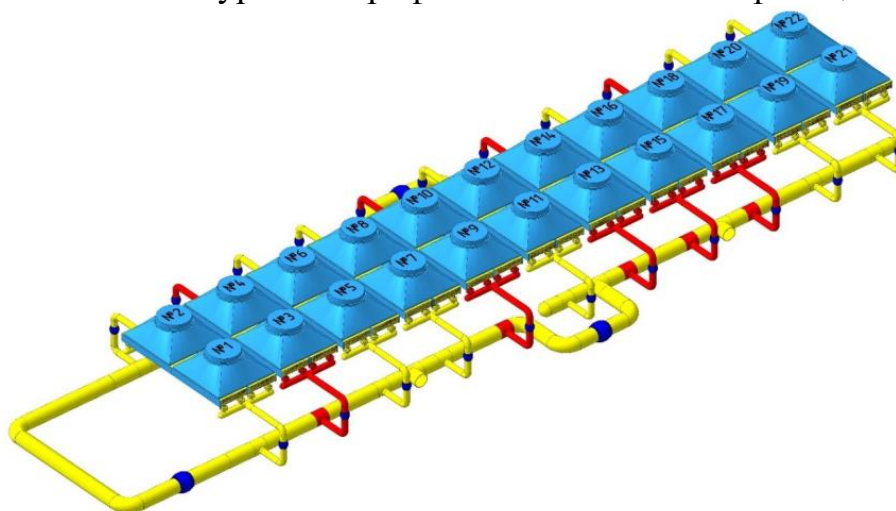


Рисунок 1 – Схема сборных коллекторов АВО газа «Крезолуар»

3. Порядок проведения ремонта:

3.1. Выполнить очистку предварительно размеченной по результатам НК поверхности элемента от загрязнений и поверхностной коррозии с помощью металлических щеток или шлифовального круга;

3.2. Произвести контролируемую послойную выборку размеченных дефектов методом шлифования;

3.3. При шлифовке участков с пленами, закатами, волосовинами направление движения части шлифовального круга, соприкасающейся с трубой, должно быть перпендикулярно направлению их образования;

3.4. Шлифовку необходимо начинать с отслаивающейся части дефекта (язычка), колебательными движениями круга, постепенно продвигаясь к основанию дефекта. Шлифовку проводить послойно, с визуальным контролем наличия остатков дефектов после каждого снятого слоя;

3.5. Для визуального контроля наличия дефектов следует использовать лупу диаметром 60 мм с кратностью увеличения не менее 7;

3.6. После исчезновения видимых через лупу дефектов, выровнять поверхность трубы угловой шлифовальной машиной (кругом лепестковым) до шероховатости не выше Rz60. Провести измерение остаточной толщины стенки элемента, а также вихретоковый и магнитопорошковый контроль для выявления возможного наличия трещин после вышлифовки закатов, плен и прежде всего у основания дефектов (в зоне завершения вышлифовки дефекта) согласно РД 03-606-03;

3.7. Выровнять поверхность до шероховатости необходимой для проведения повторного диагностического обследования. После этого провести проверку наличия дефектов и при отсутствии считать шлифовку завершенной;

3.8. Периодически в процессе работ и после завершения шлифовки определяют остаточную толщину стенки трубы, а также измеряют длину и ширину сошлифованного участка. При выходе остаточной толщины стенки элемента за допустимые пределы, дальнейшую шлифовку останавливают.

4. Проведение контроля качества:

4.1. В процессе шлифовки и после ее завершения необходимо контролировать остаточную толщину стенки элемента. Допускается незначительное уменьшение толщины стенки в зависимости от его номинальной толщины (не превышающей величины минусового допуска согласно СТО Газпром 2-2.3-407-2009).

5. Оформление результатов:

5.1. По результатам ремонта оформляется Акт ремонта и контроля качества ремонта элемента в соответствии с типовой формой.

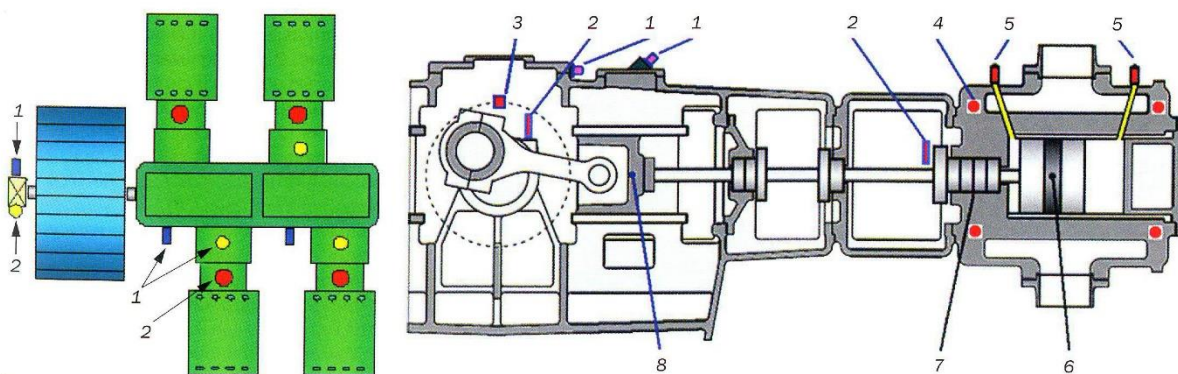
В целях формирования комплексного подхода к порядку проведения ремонтных работ методом контролируемой шлифовки наружных дефектов (плен, закатов, волосовин) элементов АВО газа «Крезол-Луар» авторским коллективом предложена и апробирована типовая технологическая карта.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА КОМПЛЕКСНОГО МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОРШНЕВОГО КОМПРЕССОРА

Д.Е. Сапегин, УГНТУ, г. Уфа

В данной статье рассматривается метод комплексного мониторинга состояния и диагностики оппозитного поршневого компрессора с помощью постоянного мониторинга следующих узлов (рисунок 1):

- клапаны (работоспособность);
- цилиндр (изнашивание уплотнений, колец и рабочих поверхностей, ослабление крепления поршня);
- кривошипно-ползунный механизм (увеличенный зазор в подшипнике верхней головки шатуна, изнашивание опорной поверхности ползуна, изнашивание штока, ухудшение смазки);
- корпус компрессора (ослабление крепления рамы к фундаменту).



1 – акселерометры; 2 – вихретоковые датчики; 3 – датчики угла поворота коленчатого вала;
3 – датчики температуры клапанов; 5 – датчики давления; 6 – опорное кольцо; 7 – сальник;
8 – крейцкопф

Рисунок 1 - Места установки датчиков

Для определения и предсказания момента перехода в предельное состояние измеряют следующие параметры:

- вибрацию корпуса компрессора;
- вибрацию крейцкопфного узла;
- положение штока (биение штока в горизонтальном и вертикальном направлении);
- износ штока;
- вибрацию и температуру коренных подшипников коленчатого вала;
- температуру клапанов;
- давление в полостях нагнетания цилиндра;
- нагрузку на шток.

В нефтегазовой отрасли для компримирования (сжатия) газа в технологических системах подготовки нефти и газа, сайклинг процесса и систем газлифта, системах подземного хранения газа, системах обратной закачки газа в пласт для поддержания пластового давления, широкое применение получили порш-

новые компрессоры. Производителями закладывается периодичность технического обслуживания по наработке или по временному интервалу, при котором подразумевается только замена деталей вне зависимости от их состояния.

Система мониторинга в реальном времени подразумевает наличие встроенной автоматической экспертной системы постановки диагноза, которая в реальном времени показывает степень развития неисправности компрессора. Это позволяет своевременно осуществить мероприятия, компенсирующие развитие неисправности. Установка данной системы на компрессор возможна как в стационарном исполнении, так и в переносном исполнении, но требует от изготовителя компрессора предусмотреть дополнительные места установки датчиков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Костюков В.Н., Науменко А.П. Анализ современных методов и средств мониторинга и диагностики поршневых компрессоров. Часть 1. Системы on-line мониторинга. В мире неразрушающего контроля. - 2010. - №1
2. Костюков В.Н. Способ виброакустической диагностики машин периодического действия и устройств для его осуществления / Патент № 1280961. – Бюл. изобр. 1986. №48.
3. Пластинин П.И., Дегтярев Т.С., Светлов В.А., Сяченков А.В. Автоматизированная система измерений, накопления и обработки данных при испытаниях поршневых компрессоров. В мире неразрушающего контроля. 1997. № 3-4(16-17). С. 12-14.

УДК 622.691.4

РАНЖИРОВАНИЕ ПО СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ С ТИПОМ ДЕФЕКТА КРН

М.Г. Синельников, УГНТУ, г. Уфа

Ключевыми инструментами обеспечения безаварийной эксплуатации газотранспортных сетей большого диаметра являются контроль и управление процессами замедленного разрушения труб, среди которых наиболее сложным и многостадийным является КРН [1]. Ресурс газопровода с дефектами КРН предложено оценивать согласно кинетической модели исходя из длительности периода развития стресс-коррозионной трещины вплоть до отказа трубы. В работе представлен расчётный критерий предельного состояния (точки отказа) трубы с магистральной стресс-коррозионной трещиной, основанный на описании процессов разрушения с использованием параметра поврежденности тубы (глубина, длина и ширина) по отчету ВТД и при шурфовке дефектного участка [2].

Было проведено комплексное исследование многофакторных воздействий (состояние и тип грунта, время работы, марка стали и тип трубы) на разрушение труб магистральных газопроводов, которое позволит провести ранжирование по степени опасности в отношении КРН участков газопроводов для определения приоритетности (пяти приоритетов) и объемов диагностических обследований труб в шурфах [3], а так же выбрать способ ремонта для ранжированного дефекта (вырезка, сварка, контролируемая шлифовка или переизоляция).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Зайцев А.И. Исследование влияния металлургических факторов на стойкость современных трубных сталей против коррозионного растрескивания / А.И. Зайцев, И.Г. Родионова, О.Н. Бакланова и др. // Проблемы черной металлургии и материаловедения. – 2013. – No 1. – С. 54–69.
2. Арабей А.Б. Технология ремонта магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / А.Б. Арабей, И.В. Ряховских, А.В. Мельникова и др. // Наука и технологии в газовой промышленности. – 2017. – No 3 (71). – С. 3–16.
3. Перлович Ю.А. Механизмы коррозионного растрескивания под напряжением труб магистральных газопроводов по данным рентгеновского исследования их структурных особенностей / Ю.А. Перлович, М.Г. Исаенкова, О.А. Крымская и др. // Вести газовой науки: науч.-технический. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – No 3 (40): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 22–33.

УДК 620.179.14

АНАЛИЗ И РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДА С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ

А.А. Хабаров, УГНТУ, г. Уфа

Эффективная и безопасная эксплуатация магистральных газопроводов — важнейшая задача для газотранспортного предприятия. Оценку реального состояния газопровода дает внутритрубная диагностика, обеспечивающая доступ и к внутренней, и к наружной поверхности трубы и предоставляющая возможность своевременно выявлять дефекты газовой магистрали.

В данной статье рассматривается методика оценки работоспособности магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, включающая полный алгоритм, включая методы схематизации и оценки дефектов с последующим получением допустимого давления эксплуатируемого трубопровода.

На основании расчетных данных и оценки работоспособности, приведены рекомендации по принятию эффективных технических решений о дальнейшей эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте магистрального трубопровода.

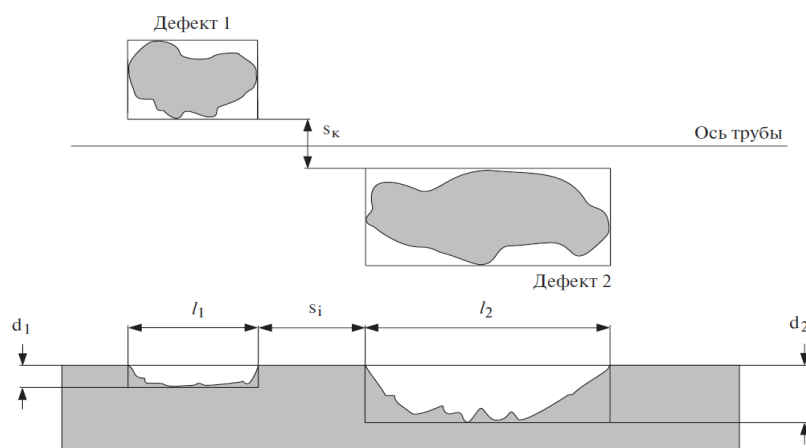


Рисунок 1 – Схематизация одиночных дефектов для определения их взаимодействия

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. В.Н. Медведев, М.И. Королев, Е.А. Анохина и др. «Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов», ОАО «Газпром» 2013

УДК 66.074

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ МЕТАНОЛА ИЗ НЕСТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Д.Ю. Хасанов, А.Н. Бахтегареева, УГНТУ, г. Уфа

В установках комплексной подготовки газа и конденсата для предупреждения гидратообразования используют метанол. В основном его поставляют с химических заводов, однако это приводит к большим транспортным и экономическим затратам, особенно для объектов, расположенных в районе крайнего Севера [1, 2]. В связи с этим, одной из актуальных задач на объектах подготовки газа и конденсата является сокращение потерь метанола.

На Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении в установке по подготовке газа и нестабильного газового конденсата к дальнейму транспорту по технологии низкотемпературной сепарации (НТС) был выявлен повышенный расход безвозвратного метанола (рисунок 1).

Потери ингибитора (метанола) происходят в паровом виде с осушенным (товарным) газом и растворенным в жидких углеводородах нестабильным газовым конденсатом. Для уменьшения потери метанола с осушенным газом предусматриваются различные варианты: от простых (где жидкость, выделенная в сепараторе, направляется в поток газа) до более сложных (дополнительные установки, требующие больших капитальных затрат).

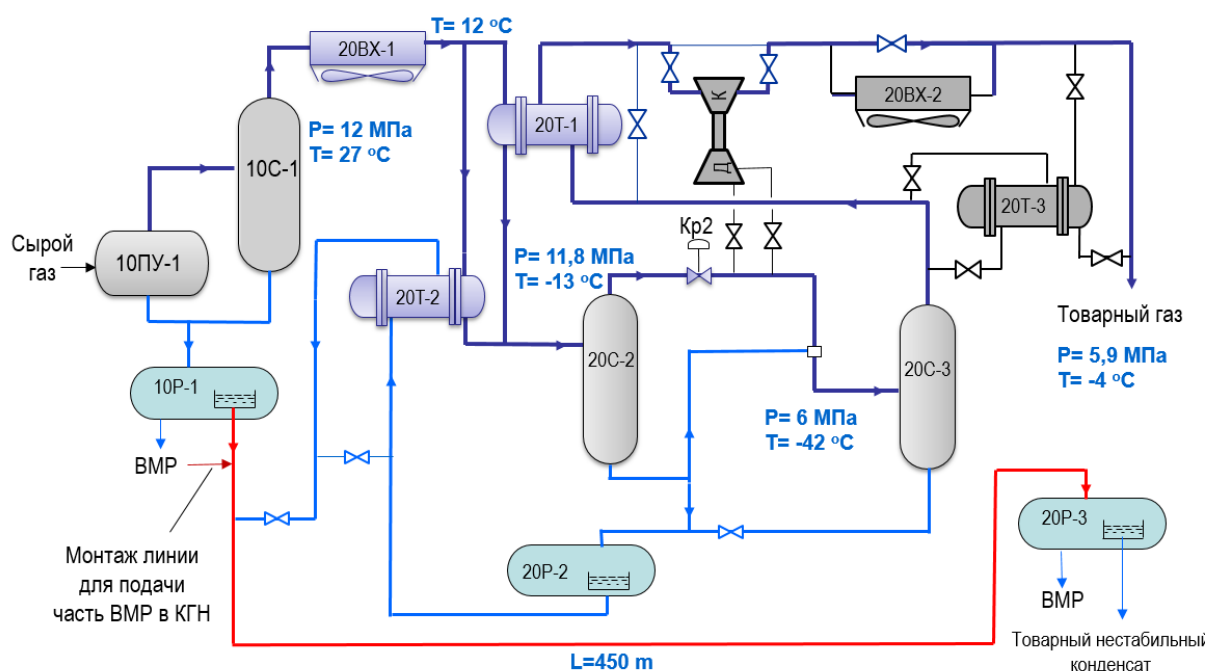


Рисунок 1 – Принципиальная схема НТС с дросселем и турбодетандерным агрегатом

Для извлечения метанола из конденсата газового нестабильного (КГН) была проведена модификация работающей установки. Так, после разделения водометанольного раствора (ВМР) с низкой концентрацией метанола (10-18% масс.) и КГН в разделителях 10P-1, часть ВМР направляется на линию выхода КГН. ВМР и КГН снова смешиваются в трубопроводе. В процессе прохождения к конечному разделителю 20P-3, эмульсия метанола, газового конденсата и воды обильно перемешивается и происходит селективное извлечение растворенного метанола из КГН. Имеющаяся длина трубопровода (от 10P-1 до 20P-3) позволяет увеличить время перемешивания.

Эмульсия, попав в конечный разделитель 20P-3, за счет разности плотностей разделяется на КГН и ВМР с увеличенной концентрацией метанола. В дальнейшем КГН транспортируется на перерабатывающий завод, а ВМР отправляется на установку регенерации метанола.

Применение данной схемы позволяет уменьшить потери метанола на 20-30%, а также улучшить качество некоторых продуктов переработки конденсатов, в частности широких фракций легких углеводородов и сжиженных углеводородных газов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Голубева И.А., Мешерин И.В., Родина Е.В. Газоперерабатывающие предприятия России. 2 изд. СПб. Лань. 2021. С.456.
2. Судоплатова З.Р. Анализ стратегий развития нефтегазовых компаний Российской Федерации // E-Scio. 2020. №1. С. 40-48.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ АДДИТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ЛАБОРАТОРНОЙ ОСНАСТКИ

*Г.П. Хованов, М.А. Алпатов, А.А. Кузнецов, Н.Н. Хафизов,
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

Трубопроводная сеть магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов (далее – МН и МНПП) в Российской Федерации составляет около 55 тыс. км. (по данным Росстата), при этом основную долю составляют трубопроводы, эксплуатируемые ПАО «Транснефть», по которым обеспечивается транспортировка различных типов видов и марок нефти и нефтепродуктов (далее – Н и НП) от производителей до конечных потребителей.

Значительная протяженность МН и МНПП, вариативность свойств Н и НП приводит к ряду объективных обстоятельств, затрудняющих обеспечение непрерывной и безопасной эксплуатации объектов трубопроводного транспорта. Таким образом, с целью достижения высоких показателей эффективности решения производственных задач и контроля движения Н и НП, а также мониторинга и оценки качественных характеристик транспортируемого продукта на объектах МН и МНПП, возникает необходимость своевременного обеспечения материальными и техническими ресурсами (далее – МТР), запасными частями для выполнения технического обслуживания и текущего ремонта (далее – ТО и ТР) различного оборудования (включая лабораторные установки).

В современных условиях санкционного давления и необходимости изменения логистических подходов к обеспечению МТР для различного оборудования (включая лабораторные установки) в том числе и для своевременной организации ТО и ТР, перераспределение грузопотоков по причине снижения грузопотоков Н и НП в направлении Западной Европы актуальной становится задача оперативного обеспечения запасными частями и оснасткой различного оборудования непосредственно на месте производства работ, с минимизацией фактических затрат (временных и финансовых).

Одним из современных способов, который в ближайшем будущем может обеспечить решение данной задачи может выступить комплекс аддитивных, а также сопутствующих технологии (стратегия развития аддитивных технологий в Российской Федерации на период до 2030 года, утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации № 1913-р от 14 июля 2021 года), применение которых позволяет повысить скорость и качество разработки конечного изделия (трехмерное сканирование, рентгенографические, нейросетевые и иные технологии, обеспечивающие получение и оптимизацию твердотельной модели исходного изделия), а также его восстановление на основе данных о части изделия или разработку изделия с повышенными показателями качества в сравнении с оригиналом. Применение подобного комплекса технологий было положительно апробировано на примере разработки оснастки для проведения лабораторных исследований по определению влияния режимов и цикличности транспортировки НП на сохранение его качества, а также на состояние поверхности трубопровода линейной части МНПП (рисунок 1) [1]. Сама оснастка бы-

ла спроектирована в отечественном программном комплексе КОМПАС-3D и изготовлена с применением материалов отечественного завода (в качестве исходного материала применялся филамент из ABS пластика, а в качестве способа изготовления: применение 3-D принтера, построенного по дельта-образной схеме). В процессе проведения исследований оснастка контактировала с парами и каплями НП более 3-х суток, при этом не было зафиксировано изменение внешнего вида и геометрических размеров поверхностей контакта (изменение химического состава и пористость оценке не подвергались), что соответствует части требований к изделиям общего назначения в соответствии с ГОСТ Р 57586 «Изделия, полученные методом аддитивных технологических процессов. Общие требования». В последующих исследованиях будет рассмотрено воздействие различных Н и НП непосредственно на образцы, изготовленные в соответствии с требованиями ГОСТ Р 57556 «Материалы для аддитивных технологических процессов. Методы контроля и испытаний», с контролем изменения свойств образцов в соответствии с ГОСТ Р 57587 «Изделия, полученные методом аддитивных технологических процессов. Методы контроля и испытаний» и учетом опыта сторонних исследователей [2]. Целью будущих исследований будет не только оценка возможности применения полимерных и композиционных материалов для изготовления оснастки и деталей для оборудования и установок эксплуатирующихся на МН и МНПП, но и разработка нормативной базы для их применения, т.к. в настоящее время данная область слабо охвачена нормативными документами, подготовленными Техническим комитетом по стандартизации «Аддитивные технологии» (ТК 182).



Рисунок 1 –Установка для проведения исследований влияния циклических перекачек на качество НП, где (а) – статические исследования, (б) – динамические

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Худякова Л. П., Харисов Р. А., Хованов Г. П., Кузнецов А. А., Тимофеев Ф. В., Новиков А. А., Фархетдинов И. Р. Влияние биозараженности и цикличности режимов перекачки нефтепродуктов на их качество и коррозионные свойства // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Вып. 5 (133), С. 57–67.
2. Новиков С.В., Рамазанов К.Н. Аддитивные технологии: состояние и перспективы: учебное пособие [Электронный ресурс] / Уфимск. Гос. авиац. техн. ун-т. – Уфа: УГАТУ, 2022.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ДВИГАТЕЛЯ ДР59Л ПО АНАЛИЗУ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ

*В.В. Чернышев, А.Е. Жуков, С.Е. Андриянов,
ООО «Газпром трансгаз Уфа» г. Уфа, УГНТУ, г. Уфа*

Определение технического состояния двигателя ДР59Л по результатам технического диагностирования и анализа является одним из важнейших этапов при реализации перехода от регламентированного технического обслуживания (ТОиР) к эксплуатации по техническому состоянию (ЭТС).

На данный момент техническое обслуживание и ремонт предусматривает проведение ТОиР через фиксированные промежутки времени. При этом практически не учитывается изменение технического состояния деталей и узлов двигателя ДР-59Л в процессе эксплуатации, что в конечном итоге ведет к длительным простоям при ТОиР и увеличению объемов восстановительных работ. В результате возникает вопрос целесообразности эксплуатации по ТОиР, ввиду невозможности постоянной оценки текущего технического состояния. Применение ЭТС позволит предупредить аварийное событие путем своевременного обнаружения и замены дефектной детали, что в свою очередь, позволит сократить денежные ресурсы.

Переход на ЭТС даст возможность оценивать текущее техническое состояние двигателя, проводя диагностические обследования деталей, на которых с высокой вероятностью можно ожидать появления дефектов. Что в свою очередь позволит уменьшить вероятность аварийных остановов и отсрочить проведение восстановительных работ.

До начала ЭТС необходимо выполнить следующие основные мероприятия:

- провести анализ выявленных дефектов на ранее обследованных двигателях на СРП;
- определить взаимосвязь между выявленными дефектами и наработкой деталей;
- выделить основные детали двигателя наиболее подверженные появлению дефектов;
- определить показатели основных параметров двигателя, предшествующие аварийному останову;
- определить причины появления дефектов;
- определить основные параметры работы двигателя, указывающие на зарождение дефекта;
- обеспечить возможность удаленного мониторинга параметров работы двигателя ДР-59Л;
- на основе статистических данных разработать методические указания по выявлению дефектов и предупреждению аварийных остановов двигателя;

- разработать методические указания по проведению удаленного мониторинга основных параметров работы двигателя типа ДР59Л для реализации в удаленной системе трендового контроля.

Проведя анализ результатов дефектации 221-го двигателя, мы определим основные дефекты, приводящие к досрочному съему при наработке 65000 – 100000 часов.

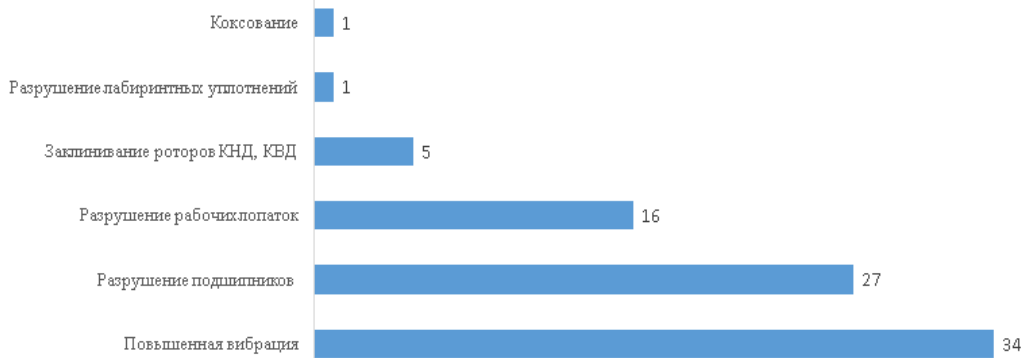


Рисунок 1 - Основные дефекты деталей двигателя ДР59Л

Полученные данные, говорят о том, что большинство дефектов, не связанные с наработкой. Собрав статистику по основным дефектам, выявленным в результате диагностического обследования на СРП, мы получили возможность прогнозировать ресурс деталей двигателя. Это позволяет отказаться от обслуживания по ТОиР, т.е. продолжить эксплуатацию деталей, не имеющих дефектов, но выработавших свой назначенный ресурс.

С целью максимального использования ресурса деталей до наступления аварийного события необходимо организовать постоянный мониторинг основных параметров работы двигателя. Использование удаленного параметрического контроля позволит отслеживать достижение пороговых значений, получать предупредительные и аварийные сигналы и сообщения на останов двигателя.

Выполнив все мероприятия необходимые для перехода на ЭТС, мы получим возможность прогнозировать появление дефектов, продлять эксплуатационный ресурс деталей, и определять периодичность и объем диагностических обследований. Все это позволяет сократить время простоев при ТОиР, заранее планировать сроки наступления и объем ремонтов, повысить уровень эксплуатационной надежности, сэкономить денежные ресурсы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Повышение надежности, безопасности, устойчивой работы газотурбинных газоперекачивающих агрегатов / Микаэлян Э.А. // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина – 2009. - № 4. – С. 60-74.
2. Газоперекачивающие агрегаты. Нормативы трудоемкости по видам ТОиР // ОАО «Газпром» – 2007. – С. 218.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОДШИПНИКОВ СКОЛЬЖЕНИЯ С ПОЛИМЕРНЫМИ ВКЛАДЫШАМИ В ЦЕНТРОБЕЖНОМ КОМПРЕССОРЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Д.Э. Шапошников, УГНТУ, г. Уфа

Во многом надежность работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА) определяется надежностью подшипниковых узлов. Анализ литературы показал, что одной из наиболее вероятных причин аварийной остановки ГПА является отказ подшипникового узла центробежного компрессора природного газа (ЦБК). Применяемые в ЦБК подшипники скольжения с баббитовыми вкладышами имеют небольшой ресурс. В настоящее время наблюдается тенденция по улучшению свойств материалов антифрикционного слоя подшипникового узла для надежной работы агрегата.

В работе выполнен анализ эффективности использования подшипников скольжения с полимерными вкладышами в сравнении с подшипниками с баббитовым слоем и магнитными подвесами. Анализ показал, что подшипники скольжения с применением полимерных материалов оставаясь в ценовом диапазоне подшипников из баббитовых сплавов по техническим параметрам приближаются к магнитным подшипникам.

Полимерные подшипники из материала К30ПТ при равных размерах выдерживает радиальные напряжения в 3 раза больше, чем баббитовые. В обратном случае, мы можем использовать это преимущество в уменьшении габарита подшипника также в 3 раза, при этом сократив потерю энергии до 30%. Также уменьшенные габариты приведут к небольшому снижению массы всего компрессора.

Полимерные материалы имеют более низкий коэффициент трения, повышенную прочность при повышенных температурах, доходя до 250 °С, что увеличивает износостойкость материала и продлевает жизнь подшипникового узла и агрегата в целом. Благодаря данным характеристикам можно уменьшить крутящийся момент и износ при запуске.

Отсутствие необходимости нанесения изоляционного покрытия, в отличие от металлических сплавов и устойчивость полимеров к большинству видов химических веществ, включая сероводород и аммиак, приводит к удешевлению, по сравнению и магнитных подвесов и баббитовых сплавов.

Таким образом, использование неметаллических материалов в подшипниковом строении является как минимум конкурентоспособной, а может и передовой областью. Использование приведенных выше механических преимуществ материала, уменьшит износ ответственного узла, и вследствие уменьшит количество аварий и остановок узла для ремонта, что приведет к экономически выгодному и надежному использованию всего газоперекачивающего агрегата.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. НПК Промышленные технологии Полимерные подшипники [Электронный ресурс] / НПК промышленные технологии – Ресурс доступа: <https://www.npk-promtech.ru/%D0%BA30%D0%BF%D1%82/>

**УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПО
РАЗМЫВУ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ***Л.Р. Шарифуллина, Е.Л. Артемьева, УГНТУ, г. Уфа,**В.И. Каскинов, ПАО АНК «Башинефть» «Башинефть-Уфанефтехим», г. Уфа*

При хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках важной задачей является обеспечение надежности и безопасности в течение всего периода эксплуатации резервуаров. Однако в процессе хранения нефти и нефтепродуктов в резервуарах больших объемов происходит образование и накопление донных отложений. Это приводит к снижению полезного объема резервуаров, образованию коррозионно-опасных участков на дне и в нижних поясах стенок резервуаров [1]. Помимо перечисленного, накопление донных отложений затрудняет эксплуатационный процесс, ухудшает процессы контроля качества и количества нефти и нефтепродуктов из-за разделения продукта на фракции.

Наиболее популярными для удаления, предотвращения образования и накопления донных отложений являются: ручной, механический, биологический, акустический, тепловой, химический, механизированный методы и очистка с применением специализированных комплексов [2]. Перечисленные методы имеют свои преимущества и недостатки. Эффективность размыва при этом во многом зависит от параметров выбранного устройства.

Проведено сравнение эффективности струйного гидравлического смесителя (СГС) и винтовой мешалки модели «Диоген». Можно отметить, что при использовании СГС потенциальная энергия потока, находящаяся в трубопроводе перед резервуаром, частично может использоваться для размыва донных отложений и смешивания без дополнительных затрат электрической энергии [3]. При этом энергия, сообщаемая струе смесителем, значительно больше, чем при использовании электрических мешалок пропеллерного типа.

Для визуализации процессов, происходящих во время закачки жидкости через смесительное устройство на примере струйного гидравлического смесителя и при работе винтовой мешалки на примере устройства «Диоген», выполнено моделирование их работы с использованием программного комплекса ANSYS. В моделировании использовался нефтяной резервуар РВСП-20000. Результаты моделирования представлены на рисунке 1.

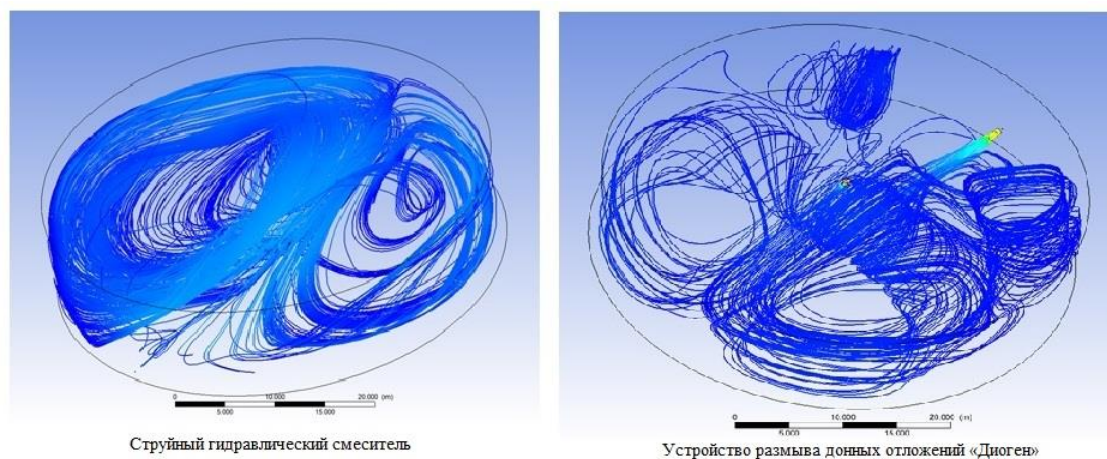


Рисунок 1 – Распределение потока жидкости в резервуаре

По распределению линий тока жидкости в резервуаре видно, что при размыве донных отложений с использованием устройства «Диоген» существуют застойные зоны, находящиеся вблизи стенок резервуара, в то время как при работе СГС, застойные зоны отсутствуют.

По результатам работы был сделан вывод о том, что применение струйного гидравлического смесителя приведет к снижению количества нефтешлама и повысит эффективность размыва.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Холманов В. М., Логинов В. Ю. Установка для обслуживания резервуаров нефтекомплектов // Разраб. эффектив. ресурсосберег. технол. в с.-х. пр-ве. Ульянов. гос. с.-х. акад. Ульяновск. 1997 г.
2. Конашева, А. Т. Утегалиев // Технические науки в России и за рубежом: материалы V Междунар. науч. конф. (г. Москва, январь 2016 г.). – М.: Буки-Веди, 2016. –iv, 86 с.
3. Кононов, О.В. Техничко-экономическое обоснование перспективы использования струйного гидравлического смесителя / О.В. Кононов // Нефтегазовое дело. - 2007. - №1. - С.116-119.

УДК 620.193

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ СБОРА ГАЗА ОБЪЕКТОВ ПЕСЦОВОЙ ПЛОЩАДИ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

А.В. Ярков, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа

Коррозия является проблемой, без решения которой невозможно обеспечить безаварийную эксплуатацию нефтепромыслового оборудования. Коррозия металлов, и сплавов в агрессивных средах наносит значительный ущерб как оборудованию и сооружениям газодобывающего комплекса [1].

Внедрение системы мониторинга коррозионного износа позволит получать необходимые данные по фактическим, текущим серостям протекания коррозии на различных участках системы сбора газа. Данная информация необходима для качественного прогнозирования сроков безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов, оценки работы системы противокоррозионной

защиты и для обеспечения безаварийной эксплуатации трубопроводов и оборудования [2].

Мониторинг коррозии должен иметь два уровня получения информации:

- Первый уровень мониторинга коррозии должен давать обслуживающему персоналу информацию для оперативного управления системой подачи ингибиторов коррозии.

- Второй уровень мониторинга коррозии – инспекционный.

Ингибиторная защита - наиболее эффективная и технологически несложная система обеспечения целостности технологического оборудования и трубопроводов от внутренней коррозии [3].

Подтверждение эффективности ингибиторной защиты как технологической, так и экономической невозможно без внедрения коррозионного мониторинга, покрывающего всю систему ГСК

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Корякин А.Ю. Комплексное использование промысловых объектов Уренгойского НГКМ в условиях разработки сеноманских, валанжинских и ачимовских залежей. \А.Ю Корякин, А.И Ермолаев, П.П. Слугин и др.\\ Газовая промышленность. 2018.- №7.- С. 58-64.
2. Корякин А.Ю., Кобычев В.Ф., Колинченко И.В., Юсупов А.Д. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования. Ремонт и диагностика. – 2017.
3. СТО Газпром 9.3-011-2011 «Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования», п. 7.2.1.

СЕКЦИЯ
«ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

ПОДБОР ТУРБОДЕТАНДЕРНОГО АГРЕГАТА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ХОЛОДА НА ГРС

И.Р. Байков, А.Д. Прянишникова, Э.А. Усманова
УГНТУ, г. Уфа

Сегодня все более актуальным становится получение энергии с использованием экологически чистых, бережливых технологий. Одним из таких направлений является использование потенциальной энергии природного газа высокого давления из магистральных газопроводов для выработки электроэнергии и холода с использованием турбодетандерных установок (ТДУ), внедряемых на газораспределительных станциях (ГРС).

Одним из важных этапов разработки проекта установки турбодетандерных агрегатов на ГРС является отбор станций и первоначальный отбор турбодетандеров для экономически обоснованного внедрения. Для этого требуется провести анализ на соответствие основных параметров ГРС и промышленно выпускаемых турбодетандеров, таких как: давление, температура газа на входе, на выходе, массовый расход. Детандеры должны удовлетворять следующим условиям:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ТД}} &\leq Q_{\text{ГРС}}, \\ p_{\text{ГРС}}^{\text{вх1}} &\leq p_{\text{ТД}}^{\text{вх}} \leq p_{\text{ГРС}}^{\text{вх2}}, \\ p_{\text{ГРС}}^{\text{вых1}} &\leq p_{\text{ТД}}^{\text{вых}} \leq p_{\text{ГРС}}^{\text{вых2}} \end{aligned}$$

В настоящее время газоснабжение города Уфы осуществляется от 4-х газораспределительных станций, принадлежащих ООО "Газпром трансгаз Уфа" (таблица 1). Из таблицы видно, что для внедрения и использования детандерных установок наиболее оптимальными являются ГРС «Ново-Александровка» и ГРС «Затон», так как их фактическая мощность является наибольшей.

Таблица 1 – Характеристики ГРС

№	Наименование ГРС, ГГРП	Проектная мощность тыс. м ³ /ч	Фактическая мощность тыс. м ³ /ч
1	Ново-Александровка	940	431
2	Затон-2	382	281
3	ГГРП Уфа	160	134,57
4	Шакша	70	37

Равномерный выход ВЭР и наибольший потенциал возможно получить при наибольшем расходе газа, его незначительном сезонном колебании, но при этом с большим перепадом давления (вход-выход). Потенциал ВЭР будем оценивать, учитывая два основных фактора [1].

Первый – максимальный среднегодовой перепад давлений на входе и выходе из ГРС.

$$\Delta P = \frac{p_{\text{вх}}}{p_{\text{вых}}}, \quad (1)$$

Второй фактор - величина массового расхода отпускаемого газа, а также величина δG , характеризующая колебания расхода газа в течение года.

$$\delta G = \frac{G_{\text{зима}}}{G_{\text{лето}}}, \quad (2)$$

Расчеты для наглядности отобразим на гистограммах (рис. 1, рис. 2).



Рисунок 1 – Перепад давления на ГРС

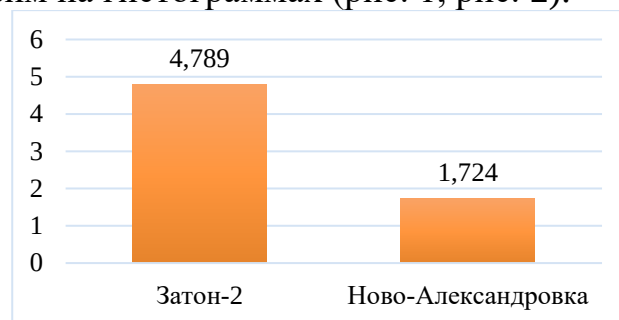


Рисунок 2 – Годовое колебание расхода газа

В результате проведенных расчетов из 27 промышленно-выпускаемых турбодетандерных установок различных производителей удовлетворили условиям соответствия только 6 (таблица 2). Именно для данных установок целесообразно проводить дальнейшие расчеты.

Таблица 2 – Подобранные ТДУ

Произ- води- тель	Модель	Номи- нальная мощ- ность, МВт	Расход газа, кг/с	КПД, %	Давле- ние на входе, МПа	Давле- ние на выходе, МПа
1	2	3	4	5	6	7
ГП НПКГ «Зоря» - «Машпроект»	ДГА-2500СД	2 200	10,67	80	2,3	0,25
ОАО «Крио- кор»	ДГА-6000ВД	6000	33,06	80	3,5-5,5	0,6-1,2
	ДГА-2500ВД	2500	16	80	3,5-5,5	0,6-1,2
	ДГА-1000ВД	1000	6,4	80	3,5-5,5	0,6-1,2
ОАО ИПП «Энергия»	ТДА-1000	1,0	9,4	70	5,5-3,0	1,2-0,7
	ДГА-6000	6,0	36,6	75	5,5-3,0	1,2-0,7

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Гатауллина, Р.А. Повышение энергоэффективности системы газоснабжения за счет утилизации вторичных энергетических ресурсов: Дис. кандидат техн. наук – М., 2016. – 184с.
- 2 Шарипов Б.А., Байков И.Р., Федосеева Е.А. Использование турбодетандерных установок на ГРС и ГРП // Трубопроводный транспорт-2020: тез. докл. XV Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. / УГНТУ. - Уфа, 2020. - С. 270-272.

СПОСОБЫ ПОДОГРЕВА ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ АГРЕГАТОВ НА ГРС

И.Р. Байков, Э.А. Усманова, А.Д. Прянишникова
УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день все более актуальным становится применение детандер-генераторных агрегатов (ДГА) для производства электроэнергии за счет использования технологического перепада давлений транспортируемого природного газа на газораспределительных станциях (ГРС). При рассмотрении различных видов схем ГРС, было выявлено что эффективность использования ДГА в значительной степени определяется подогревом газа перед детандер-генераторным агрегатом.

Вопрос выбора источника подогрева газа является одним из основных при принятии решения о целесообразности использования данных агрегатов. Показатели системы подогрева газа существенно влияют на эксплуатационные затраты ДГА. Поэтому выбор и оптимизация схемы подогрева газа в ДГА является одной из приоритетных задач, решаемых при проектировании ДГА. В качестве основного критерия оценки принят эксергетический КПД, так как он позволяет оценить и сравнить ценность энергий различного рода (1).

Эксергетический КПД определяется из выражения:

$$\eta_e = \frac{\sum E_{\text{вых}}}{\sum E_{\text{вх}}},$$

где $\sum E_{\text{вых}}$ и $\sum E_{\text{вх}}$ – суммы эксергий на выходе и на входе установки, кВт.

Входящими потоками эксергии на входе ГРС являются:

$E_{\text{ГВХ}}$ – эксергия потока газа на входе, кВт;

$E_{\text{ХЛВХ}}$ – эксергия потока, нагретого хладоносителя от потребителя холода для подогрева газа в теплообменнике после детандера, кВт;

$E_{\text{ТВХ}}$ – эксергия подводимого тепла для подогрева газа в теплообменнике перед детандером, кВт.

Выходящие потоки на выходе из ГРС:

$E_{\text{э}}$ – эксергия электроэнергии, выработанной ДГА, кВт;

$E_{\text{ГВЫХ}}$ – эксергия потока газа на выходе, кВт;

$E_{\text{ХЛВЫХ}}$ – эксергия потока хладоносителя, направляемого потребителю холода, на выходе из теплообменника после детандера, кВт;

$E_{\text{ТВЫХ}}$ – эксергия отработавшего тепла для подогрева газа на выходе из теплообменника перед детандером, кВт.

В таблице приведены рассмотренные схемы включения ДГА. Для каждой из схем показаны в h - s диаграммах происходящие с газом изменения и приведены выражения для расчета эксергетических КПД.

Таблица 1 – Схемы включения ДГА

Описание схемы	Схема
1. Схема с ДГА без подогрева газа (электро- и хладоснабжение потребителя)	
2. Схема с ДГА с подогревом потока газа после детандера (электро- и хладоснабжение потребителя)	
3. Схема с ДГА с подогревом потока газа перед детандером (электро- и хладоснабжение потребителя)	
4. Схема с ДГА с подогревом потока газа перед и после детандера (электро- и хладоснабжение потребителя)	

Эксергетические КПД для рассмотренных схем:

1. Схема с ДГА без подогрева газа

$$\eta_e = (E_{ГВЫХ} + E_{э}) / E_{ГВХ}$$

2. Схема с ДГА с подогревом потока газа после детандера

$$\eta_e = (E_{ГВЫХ} + E_{ХЛВЫХ} + E_{э}) / (E_{ГВХ} + E_{ХЛВХ})$$

3. Схема с ДГА с подогревом потока газа перед детандером

$$\eta_e = (E_{ГВЫХ} + E_{э}) / (E_{ГВХ} + E_{ТВХ})$$

4. Схема с ДГА с подогревом потока газа перед и после детандера

$$\eta_e = (E_{ГВЫХ} + E_{ХЛВЫХ} + E_{э}) / (E_{ГВХ} + E_{ХЛВХ} + E_{ХЛВХ})$$

Использование технологических перепадов давления транспортируемого природного газа для генерации произведенных энергоносителей с подогревом газа перед (после) ДГА приводит к увеличению эксергетического КПД работы станции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Бродянский, В.М. Эксергетический метод термодинамического анализа /В.М. Бродянский/ М.: Энергия, 1973.
- Шарипов Б.А., Байков И.Р., Федосеева Е.А. Использование турбодетандерных установок на ГРС и ГРП // Трубопроводный транспорт-2020: тез. докл. XV Междунар. учеб.- науч.-практ. конф. / УГНТУ. - Уфа, 2020. - С. 270-272.

О СПОСОБЕ ВЫНОСА ВОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ ИЗ ТРУБОПРОВОДА*Т. Банерджи, Р.А. Шестаков**РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва*

При смене технологического режима в трубопроводе при перекачке нефти или нефтепродукта могут образовываться водные скопления. Микрокапли воды начинают взаимодействовать между собой и аккумулироваться в водные слагги на низменных участках трубопровода (см. Рисунок 1). Настоящее явление имеет негативные последствия в части коррозионного поражения металла внутренней поверхности нижней образующей трубы. На северных территориях при неисправностях систем электрообогрева, водные скопления могут замерзать, что уменьшает площадь поперечного сечения трубопровода.

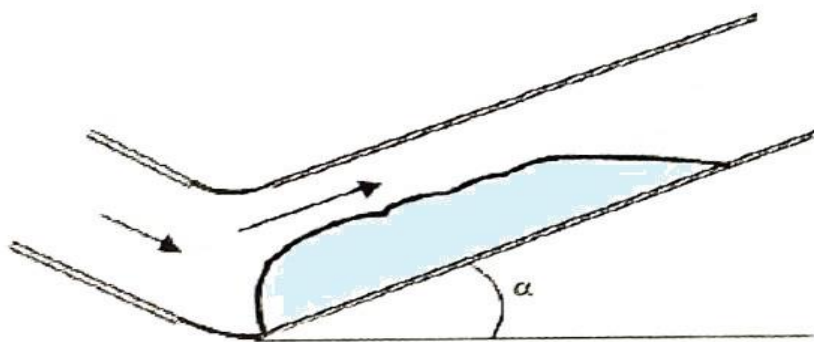


Рисунок 1 – скопление воды в трубопроводе

Во избежание негативных последствий от нахождения в трубопроводе водных образований, следует принимать меры по их выносу. Удаление водных слаггов допускается производить с помощью потока перекачиваемой среды: как только скорость потока достигнет определенного значения, а именно значения выносной скорости, то водное скопление выносится автоматически. Для увеличения скорости перекачиваемой среды могут использоваться противотурбулентные присадки (ПТП).

Выносная скорость может быть вычислена по формуле М.В. Лурье [1]:

$$v_{\text{вын}} = 0,367 \sqrt{\frac{2gd}{\lambda} \frac{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} \sin \alpha}, \quad (1)$$

где g — ускорение свободного падения;

d - внутренний диаметр трубопровода;

$\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{н}}$ - плотность воды и нефти соответственно;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления на границе «нефть-стенка трубы»;

α - угол наклона восходящего участка трубопровода к горизонту;

Зная требуемую скорость, представляется возможным найти необходимую гидравлическую эффективность ПТП по формуле (2) [2]:

$$\psi_p = \left(1 - \frac{Q_{\text{ПТП}}^2}{Q_0^2}\right) \cdot 100\%, \quad (2)$$

где $Q_{\text{ПТП}}$ – требуемый расход нефти/нефтепродукта с ПТП при сохранении величины потерь напора, м³/с;

Q_0 – расход в трубопроводе без ПТП, м³/с.

Для экономической оценки эффективности выноса водных скоплений может быть использован некий функционал S .

$$S = S_1 + S_2, \quad (3)$$

Условно назовём режим перекачки со скоростью потока равной выносной - Режим 1. Тогда функционал S_1 примет вид:

$$S_1 = \frac{\rho g}{T_1 + T_2} \frac{Q_1 h_1}{\eta_m} T_1 \cdot \sigma_m + \frac{\rho Q_1 \theta_1 T_1}{T_1 + T_2} \cdot \sigma_{\text{п}}, \quad (4)$$

где T_1 и T_2 – соответственно время работы на Режиме 1 и Режиме 2 соответственно, с;

T – полное время работы трубопровода с ПТП, с;

Q_1 – расход в трубопроводе при Режиме 1, м³/с;

h_1 – потери напора в трубопроводе, соответствующие Режиму работы 1, м;

σ_m и $\sigma_{\text{п}}$ – единичные стоимости механической энергии (на привод насосов) и ПТП, руб/Дж и руб/кг соответственно;

θ_1 – концентрация ПТП на Режиме 1.

После выноса водных скоплений допускается продолжать вводить некую концентрацию ПТП θ_2 для уменьшения турбулентности потока и, как следствие, гидравлических потерь - Режим 2.

$$S_2 = \frac{\rho g}{T_1 + T_2} \frac{Q_2 h_2}{\eta_2} T_2 \cdot \sigma_m + \frac{\rho Q_2 \theta_2 T_2}{T_1 + T_2} \cdot \sigma_{\text{п}}, \quad (5)$$

где Q_2 – расход в трубопроводе при Режиме 2, м³/с;

h_2 – потери напора в трубопроводе, соответствующие Режиму работы 2, м;

Учтём эффект «очистки» трубопровода, т.е. увеличение эффективного диаметра. Для этого посчитаем разницу при перекачке по очищенному трубопроводу и по трубопроводу с водными скоплениями. Тогда формула (3) примет вид:

$$S = S_1 + S_2 - S_0, \quad (6)$$

S_0 определяется по формуле (7):

$$S_1 = \rho g \cdot \frac{Q_{\text{нач}} \cdot \Delta h_{\text{ПТП}}}{\eta_{m1}} \cdot \sigma_m \cdot \frac{T_3}{T}, \quad (7)$$

где $\Delta h_{\text{ПТП}}$ – разница потерь напора после использования ПТП и без применения ПТП, т.е. с эффективным диаметром до выноса воды и эффективным диаметром после выноса воды.

T_3 – время работы на очищенном трубопроводе без ПТП (для оценок может быть принято равным половине периода между очистками).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лурье М.В. Удаление скоплений трубопровода перекачиваемой нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 1 (28). С. 52-58.
2. Чэнь Ян. Оценка влияния путевой деструкции противотурбулентных присадок на их гидравлическую эффективность: дис. канд. техн. наук. Уфа, 2020. 23 с.

УДК 62-758.36

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ: ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОЧЕХЛОВ

С.Д. Беликов, УГНТУ, г. Уфа

Проблема энергосбережения обсуждается уже не одно десятилетие и до сих пор остается одной из ключевых проблем любого предприятия любой сферы деятельности.

Тенденция уменьшения затрат энергоресурсов стремительно развивается и открывает новые пути решения данной проблемы. Одно из таких решений это термочехлы.

Термочехол – это быстросъёмная теплоизоляция сложной геометрической формы многократного использования для технического обслуживания и ремонта.

Сегодня и не возникает сомнения в необходимости теплоизоляции трубопроводов для уменьшения тепловых потерь и экономии энергоресурсов, этот вопрос изучен досконально и его эффект неоспорим. Но в вопросе теплоизоляции трубопроводов часто упускают момент теплоизоляции запорных арматур. Протяженные трубопроводы могут насчитывать десятки и сотни запорных арматур и если пренебрегать их теплоизоляцией, то суммарно можно получить значительные тепловые потери.

В настоящий момент поставлена задача оценить экономическую целесообразность применения термочехлов на примере одной задвижки Ду 80 с применением термочехла сшитого специально для эксперимента под габаритные размеры задвижки. В процессе работы будут максимально приближённо определены тепловые потери через неизолированную задвижку и задвижку, помещенную в термочехол. Опыты будут проводиться как в лабораторных условиях, так и непосредственно в процессе эксплуатации на одном из трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бальян, Л.Г. Инструкция по проектированию тепловой изоляции оборудования и трубопроводов промышленных предприятий СН 542-82 / Л. Г. Бальян.
2. Хафизов Ф.М., Сулейманов А.М. Расчет тепловых потерь с поверхности ограждений // Трубопроводный транспорт - 2006. Тезисы докладов Международной учебно-научно-практической конференции. 2006. С. 192-193.
3. Смородова О.В., Колоколова Е.А. Оптимизация систем теплоснабжения объектов НГДУ // Трубопроводный транспорт - 2009. Материалы V Международной учебно-научно-практической конференции. 2009. С. 270-271.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПИНЧ-АНАЛИЗА В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа

Промышленные предприятия, в том числе в отрасли нефтепереработки и нефтехимии отличаются высоким энергопотреблением. Если рассмотреть структуру энергопотребления на примере одного из НПЗ, то увидим, что максимальное потребление в натуральном выражении, приходится на топливо (это собственный газ нефтепереработки и мазут) более 70%, на тепловую энергию в виде пара приходится около 15%, на электроэнергию 11% [1] (рисунок 1). Если рассмотреть структуру потребления тепловой энергии (рисунок 2), то на технологическое использование приходится более 80%. На отопление, вентиляцию и гвс не более 3,5%. Следовательно, основной потенциал энергосбережения лежит в оптимизации использования тепловой энергии в технологических процессах. В большей степени это касается систем рекуперации теплоты, которые состоят из больших групп теплообменной аппаратуры.



Рисунок 1 - Структура потребления энергоресурсов НПЗ

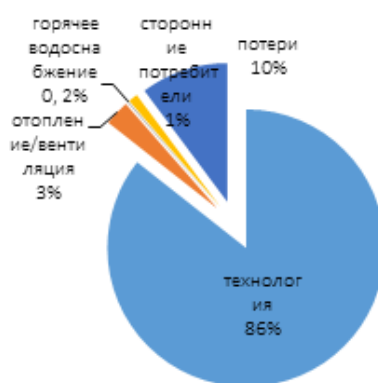


Рисунок 2 - Распределение потребления тепловой энергии

Повысить энергоэффективность теплообменных систем можно двумя способами: первый – установить новое современное и более эффективное оборудование, или второй вариант – повысить эффективность использования установленного оборудования, за счет регулировки и переобвязки потоков. Оба способа эффективны, но так как первый способ требует больших капитальных вложений, на практике для повышения энергоэффективности все же чаще используется второй способ [3].

Одним из механизмов разработки энергосберегающих мероприятий таких систем является пинч-анализ. При применении этого метода к существующим схемам рекуперации теплоты в большинстве случаев удалось добиться улучшения характеристик производственного процесса, что позволило, например, снизить потребление тепловой энергии, найти узкие места в технологических процессах и увеличить производительность теплообменного оборудования [2].

На рисунке 3 представлены результаты проведения пинч-анализа одной из технологических установок первичной переработки нефти. После составле-

ния композитных кривых горячих и холодных потоков, которые являются основой проведения анализ, выявляются аппараты, которые работают не корректно.

Холодный поток	Горячий поток	Оборудование	Мощность (Гкал/час)
Холодная нефть	Горячий энергоноситель		4,8
Холодный энергоноситель	Продукт вакуумного остатка	Х-32	4,1
Поток нефти III	Горячий энергоноситель	Конвекция	1,7
Поток нефти II	Дизельное циркуляционное орошение	Т-12,12а,12G	0,9
Поток нефти II	Квенч вакуумного остатка	Т-32,32а,G,B	0,7

Холодный поток	Горячий поток	Оборудование	Мощность (Гкал/час)
Холодная нефть	Горячий энергоноситель		4,8
Холодный энергоноситель	Продукт вакуумного остатка	Х-32	4,1
Поток нефти III	Горячий энергоноситель	Конвекция	1,7
Поток нефти II	Дизельное циркуляционное орошение	Т-12,12а,12G	0,9
Поток нефти II	Квенч вакуумного остатка	Т-32,32а,G,B	0,7

Рисунок 3 - Экономия энергоресурсов после изменения конфигурации нагревательного блока

Как видно из таблиц рисунка 3, это 8 теплообменных аппаратов, после переобвязки которых возможно сэкономить до 11 Гкал/ч, из которых 4,8 Гкал/ч приходится на пар, а 6,8 Гкал/ч на топливо в печах. При этом срок окупаемости подобных мероприятий не превысит 2 лет.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Современное состояние насосного парка нефтеперерабатывающих заводов/ Сулейманов А.М., Хафизов Ф.М.//В книге: Трубопроводный транспорт - 2015. Материалы X Международной учебно-научно-практической конференции. 2015. С. 384-387.
2. Сравнение тепловой эффективности АВО газа до и после промывки трубного пучка / Е.А. Колоколова, О.В. Смородова, С.В. Китаев, Е.В. Бурдыгина // Трубопроводный транспорт - 2009: материалы V Международной учебно-научно-практической конференции. - Уфа: Изд-во УГНТУ. - 2009. - С. 254-256.
3. Бурдыгина Е.В. Оптимизация схемы нагревательного блока/ Е.В. Бурдыгина, И.Р. Байков, Е.А. Федосеева, А.Ю. Трофимов, А.Р. Ишмаева //Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса – 2018: материалы XIV Международной научно-технической конференции. – Саратов: Изд-во СГТУ. -2018-С.73-79.

УДК 621.438

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

И.И. Гайнанов, УГНТУ, г. Уфа

Объектом исследования является дожимная компрессорная станция газового промысла №4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, которая включает в себя две очереди. Первая очередь состоит из пяти газоперекачивающих агрегатов типа ГПА-Ц-16, вторая – из шести ГПА-Ц-16С. По стати-

стике попеременно в каждой работают по два агрегата. Характеристика ГПА-Ц-16 представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Технические данные ГПА-Ц-16

Наименование показателя	Обозначение	Размерность	ГПА-Ц-16
Мощность в стационарных условиях	Ne	МВт	16,0
Эффективный КПД в стационарных условиях	η_e	%	27,5
Температура продуктов сгорания на выходе ГТУ (на срезе дымовой трубы)	t_1	°C	412
Расход продуктов сгорания (на срезе дымовой трубы)	G	кг/с	103
	V(н.у.)	нм ³ /с	80,5
	V _ф	м ³ /с	202
Степень повышения давления воздуха в компрессоре	E _k	-	9,7
Коэффициент избытка воздуха	α_v	-	5,1
Расход топливного газа	B	кг/с	1,16
	B'	м ³ /ч	6270

Актуальной на сегодняшний день является проблема утилизации теплоты уходящих газов. Газоперекачивающие агрегаты первой очереди оснащены котлами-утилизаторы УТ-9,2, а на второй очереди стоят котлы-утилизаторы типа УТС-11/115 в составе ГПА-Ц-16С. Краткая характеристика утилизаторов тепла представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Краткая характеристика котлов утилизаторов

Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч				
		Отопление	ГВС	Вентиляция	Пар	Всего
Котел-утилизатор УТ-9,2	7,911	9,18			-	9,18
Котел-утилизатор УТС-11/115	9,458				-	

По данным из табл.2 видно, что тепловую нагрузку на собственные нужды предприятия могут покрыть два утилизатора тепла УТ-9,2 I-ой очереди, а теплота выхлопных газов II-ой очереди выбрасываются в атмосферу.

В качестве решения данной проблемы предлагается поставить блочный паровой котел-утилизатор и паровую турбину с противодавлением для выработки электрической энергии. Уходящие газы газоперекачивающих агрегатов II-ой очереди собираются в один коллектор и направляются в паровой котел утилизатор для получения пара. Таким образом решаются две важные задачи: обеспечение электрической энергией на собственные нужды и утилизация теплоты уходящих газов.

Тепловую мощность выхлопных газов можно оценить по формуле [1]:

$$Q_m = c_p \cdot G \cdot (t_1 - t_2) \cdot n \cdot 10^3, \text{МВт}$$

где $c_p=1,1$ кДж/(кг·К) – средняя изобарная теплоемкость уходящих газов.

G – массовый расход продуктов сгорания, кг/с.

t_1 и t_2 – температура уходящих газов до и после КУ.

n – количество одновременно работающих газоперекачивающих агрегатов.

$$Q_m = 1,1 \cdot 103 \cdot (412 - 110) \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 68 \text{ МВт.}$$

При оценке располагаемой мощности температура уходящих газов после котла-утилизатора была принята 110.

При эксплуатации компрессорных станции имеются значительные возможности в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. Изд. 2-е. М.: Энергия, 1977.
2. Бурдыгина Е.В., Трофимов А.Ю., Федосеева Е.А. Выбор эффективной тепловой изоляции в энергетических комплексах // Трубопроводный транспорт-2018: тез. докл. XIII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. / УГНТУ. - Уфа, 2018. - С. 323-325
3. Колоколова Е.А. Повышение энергоэффективности транспортировки природного газа: дисс. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2015. – 199 с.
4. Колоколова Е.А., Бурдыгина Е.В., Рафикова Р.Р. Оценка эффективности работы технологического оборудования компрессорной станции // Трубопроводный транспорт - 2013. Материалы IX Международной учебно-научно-практической конференции. 2013. С. 351-352.

УДК 621.671

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ НАСОСА

А.М. Галинуров, Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа

Снижение коэффициента полезного действия насоса может быть вызвано целым рядом причин, связанных с механическим износом деталей и узлов, имеющих накопительный характер. Способствовать износу могут некорректное использование насоса, работа в неоптимальном режиме, большое количество механических примесей в перекачиваемой среде, качеством сборки насоса. Из-за такого количества факторов, для каждого насоса требуется индивидуальный подход и образование базы характеристик насосов [1]. Так как насосы отличаются большим разнообразием по типу, области применения, техническим характеристикам и принципу действия, для систематизации значительного объема паспортных данных составлена программа на основе Excel.

Для оценки износа насоса его характеристики (фактические) сравниваются с базовыми, замеренные при первом введении в работу. В ходе таких замеров обычно определяют давление на входе в насос и на выходе из него, расход, а также электрическую мощность. В работе выполнен структурированный анализ степени износа ряда нефтяных центробежных насосов типа Т, типа К, а также герметичные насосы типа ТКАм, фактические характеристики которых были взяты непосредственно с производственных объектов. Сравниваться они будут с базовыми характеристиками, взятыми из каталогов, находящихся в открытом доступе. Таким образом, в рамках работы визуально демонстрируется базовая характеристика насоса, а также фактическое значение. На основе гра-

фического сравнения, делается вывод о возможном характере износа. Фрагмент собранной в ходе работы базы паспортных данных с полученными уравнениями линии тренда для построения характеристик насоса представлен на рисунке 1[2].

Марка насоса	Тех. параметры входных и выходных патрубков насосов						Уравнения для построения		
	Условное давление, Мпа			Ответный фланец Ду (мм), Ру (Мпа)			$\frac{Q}{H}$	$\frac{Q}{Z}$	$\frac{Q}{E}$
	Корпуса	Входной патрубок	Выходной патрубок	Входной патрубок	Выходной патрубок	Дренаж			
НТ 120/200	5	6,3	6,3	Dу200 Ру6,3	Dу150 Ру10	Dу20 Ру6,3	$y = -0,0575x^3 + 0,476x^2 - 0,5831x + 230,65$	$y = 9x + 104$	$y = -0,5549x^2 + 12,238x - 11,942$
НТ 120/320	6,3	4	6,3	Dу150 Ру4,0	Dу100 Ру6,3	Dу20 Ру6,3	$y = -0,08915x^3 + 0,113x^2 - 0,6915x + 211,3$	$y = 1,2614x^2 + 2,5735x + 107,68$	$y = -0,8451x^2 + 12,439x - 12,137$
НТ 210/200	5	6,3	6,3	Dу200 Ру6,3	Dу150 Ру10	Dу20 Ру6,3	$y = -0,0659x^3 + 0,5524x^2 - 0,6393x + 232,37$	$y = 1,2992x^2 + 2,2295x + 109,72$	$y = -0,6449x^2 + 13,964x - 10,715$
НТ 210/320	6,3	4	6,3	Dу150 Ру4,0	Dу100 Ру6,3	Dу20 Ру6,3	$y = -0,0813x^3 + 0,4339x^2 - 0,7654x + 115,52$	$y = 1,3259x^2 + 2,9421x + 111,72$	$y = -0,7413x^2 + 12,964x - 5,113$
								$y = 1,4654x^2 +$	$y = -0,9615x^2 +$

Рисунок 1 – Паспортные данные насосов, собранные в рамках работы

Уравнения для построения нужны для автоматического построения графика для того, чтобы в рамках нашего массива данных не хранилось множество уже готовых графиков характеристик, тем самым увеличивая объем программы.

Для сравнения параметров необходимо лишь ввести в поля для ввода фактических характеристик конкретные численные значения в указанных единицах измерения, после чего будет выполнен автоматический расчет. Кроме того, необходимо предварительно ввести значения в поля “параметры перекачиваемой среды”: выбрать перекачиваемую среду и указать ее температуру, для корректного определения плотности.

В случае нефтяного центробежного насоса НТ 120/200, при перекачке нефти при температуре 15°C получаем графики, представленные на рисунке 2.

Из рисунка 2 следует, что в данном случае при относительно неизменной электрической мощности, напор и КПД при идентичной производительности насоса снизились, что может свидетельствовать об увеличении шероховатости проточной части корпуса насоса или грубой, некачественной обработке поверхности межлопаточных каналов рабочего колеса и корпуса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ломакин А. А. Центробежные и осевые насосы. М.; Л.: Машиностроение, 1966. – 47-49 с.
2. Гумеров А. Г., Гумеров Р.С., Акбердин А.М. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. М.; ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001. – 73 с.
3. Сулейманов А.М., Хафизов Ф.М. Современное состояние насосного парка нефтеперерабатывающих заводов // Трубопроводный транспорт - 2015. Материалы X Международной учебно-научно-практической конференции. 2015. С. 384-387.

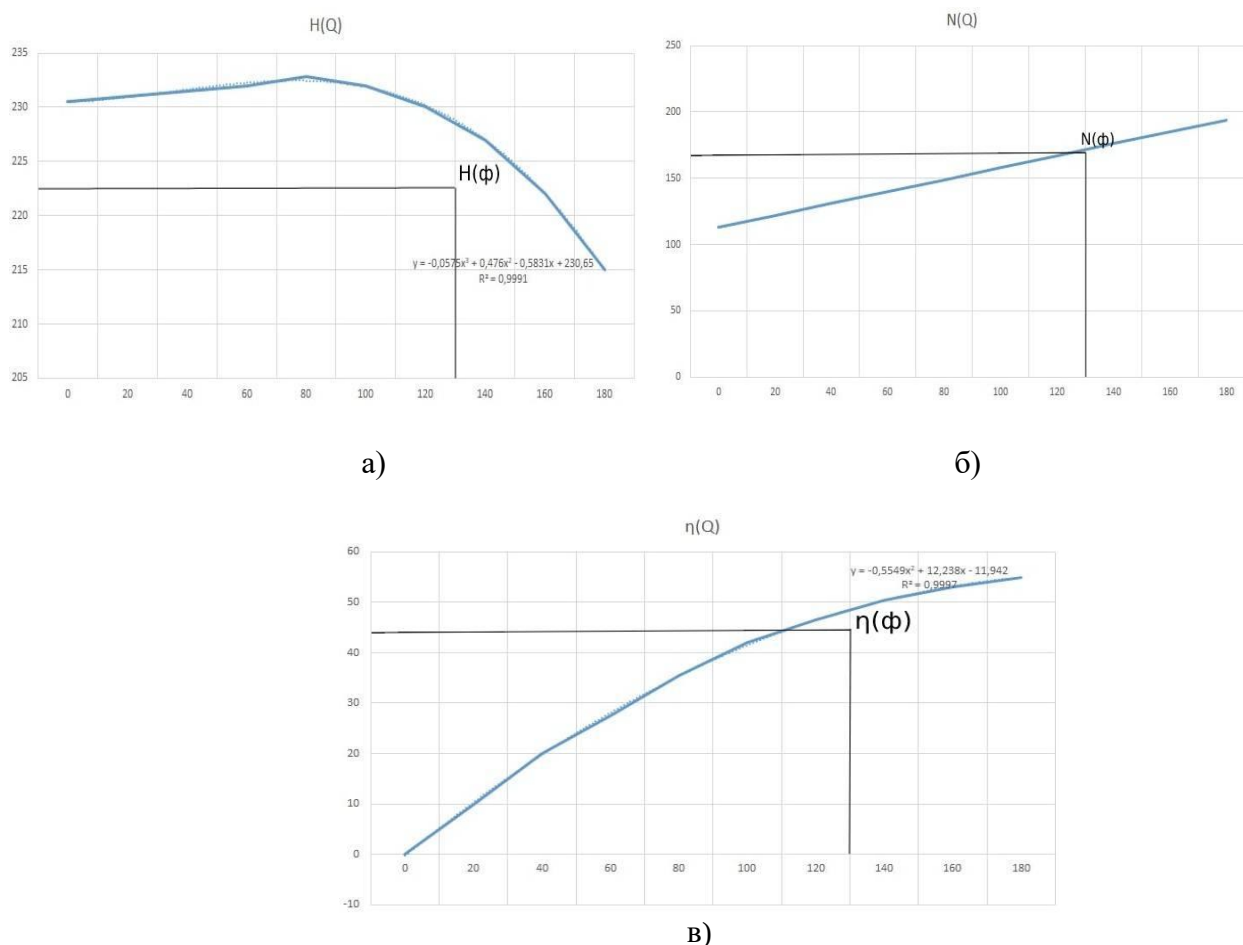


Рисунок 2 – Сравнение характеристик насосов с фактическими значениями:
а) напорная характеристика; б) зависимость мощности от Q; в) зависимость КПД от Q;

УДК 622.692.4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК

Р.Ш. Галиуллин, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа

Вследствие различных факторов и ограничений, для достижения требуемой производительности технологического участка магистрального нефтепровода (МН) целесообразно вводить в поток некоторое количество противотурбулентной присадки (ПТП) [1]. Работа МН с использованием ПТП сопровождается эксплуатационными затратами, связанными с приобретением присадок, а также с капитальными вложениями на сооружение установок по вводу ПТП и на вспомогательное оборудование. Также следует учесть, что минимальное энергопотребление для обеспечения заданного расхода перекачки может не соответствовать минимальным затратам на оплату электроэнергии на НПС ввиду различных региональных тарифов.

Следовательно, для определения наиболее оптимального режима работы

МН с использованием ПТП целесообразно производить экономическое сравнение возможных режимов работы по критерию минимальных затрат на осуществление заданной производительности трубопровода.

Также существует необходимость учета эксплуатационных и экономических эффектов, возникающих вследствие применения ПТП в задачах оптимизации существующих режимов перекачки или при формировании новых. Во-первых, следует учитывать снижение наработки МНА за счет уменьшения количества насосов в работе после ввода ПТП; во-вторых – увеличение срока службы трубопровода в результате снижения давления после ввода ПТП (принимается по данным исследований). Эти значения учитываются в расчете экономических затрат на ведение перекачки $Z_{\text{ПТП}}$. Критерием оптимальности режимов работы принимается минимальное значение $Z_{\text{ПТП}}$. Полученные значения $Z_{\text{ПТП}}(Q_{\text{ПЛ } ik}; \sum \theta_{\min})$ попарно сравниваются со значениями затрат на ведение перекачки без использования ПТП $Z_0(Q_{\text{ПЛ } ik})$ и используются при составлении карты наиболее эффективных режимов. Здесь i – порядковый номер комбинации включения МНА; k – порядковый номер планового расхода. Использование стандартного пакета компьютерных программ (в частности функции «Поиск решения» MS Excel), реализующих метод обобщенного приведенного градиента (ОПГ) решения задачи нелинейного программирования, значительно упрощает применение указанного подхода к выбору оптимальных режимов перекачки. При этом решением является совокупность значений оптимальных концентраций ПТП по линейным участкам НПС, которые образуют сумму минимальной возможной концентрации ПТП ($\sum \theta_{\min}$). Перекачка при увеличении пропускной способности МН путем ввода в поток ПТП до $Q_{\text{ПТП}} = Q_{\text{ПЛ}}$ в течение времени $\tau_{\text{ПТП}} = T$ (по плану поставок) ведется в соответствии с ограничениями:

$$\begin{cases} \tau_{\text{ПТП}} = T; \\ Q_{\text{ПТП}} = Q_{\text{ПЛ}}; \\ \Delta h_j \geq \Delta h_{\min}; \\ H_{\text{ПС}j} \leq H_{\text{ПС}}^{\max}; \\ h_{ij}^{\theta} = \left(1 - \frac{DR(\theta)_{\text{ср}}}{100}\right) \cdot h_{ij} \cdot \left(\frac{W_{\text{ПТП}}}{W_0}\right)^2; \\ Z_{\text{ПТП}}\left(Q_{\text{ПТП}}; \sum_{i=1}^m \theta_{ik}; \dots\right) \rightarrow \min, \end{cases}$$

где Δh_j , $\Delta h_{\min}$ – фактическое и минимально допустимое значение подпора на входе j -й НПС, соответственно;

$H_{\text{ПС}j}$, $H_{\text{ПС}}^{\max}$ – фактическое и максимально допустимое значение напора на выходе j -й НПС, соответственно;

h_{ij}^{θ} , h_{ij} – потери напора на трение в j -м линейном участке на режиме с вводом ПТП и на исходном режиме, соответственно;

$DR(\theta)_{\text{ср}}$ – гидравлическая эффективность ПТП;

W_0 , $W_{\text{ПТП}}$ – скорость течения жидкости на исходном режиме и на режиме с

вводом ПТП, соответственно.

Расчеты по представленной методике можно производить при любых комбинациях МНА в работе и плановых расходах, далее свести в матрицу (таблица 1). В ячейках содержится информация о возможности осуществления режима работы при наибольшем экономическом эффекте – при работе с использованием ПТП, либо без их применения (циклическая перекачка). Выбор режима работы в такой матрице производится для каждого значения $Q_{ПЛ\ ik}$ по минимальным значениям $\min \{Z_{ПТП}; Z_0\}_i$ среди комбинаций включений МНА.

Таблица 1 – Пример матрицы режимов

Комбинация включения МНА	Значения расходов согласно планам поставок		
	$Q_{ПЛ\max} (Q_{ПЛ1})$	...	$Q_{ПЛ\min} (Q_{ПЛk})$
3-3-3	+ (при $\sum \theta_{\min\ 11}$ или без ПТП)	...	–
...	...	...	...
1-0-0	–	...	+ (при $\sum \theta_{\min\ nk}$ или без ПТП)

Представленная методика позволяет определять наиболее эффективные режимы работы магистральных нефтепроводов с учетом возможности использования ПТП для снижения гидравлического сопротивления течения перекачиваемого продукта, осуществляя поиск значений оптимальных концентраций вводимой присадки по каждому перегону в пределах рассматриваемого технологического участка МН для каждого значения расхода по плану поставок.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Т.А. Моисеенко, В.И. Муратова, А.М. Нечваль и др. Определение оптимальной концентрации противотурбулентной присадки с помощью дифференциального исчисления математического анализа // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 3. С. 35–39.

УДК 697.34

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ СЕТЕВЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

А.Ф. Гильманишина, УГНТУ, г.Уфа

Из всех форм вырабатываемой энергии наиболее широко используются два ее вида— электрическая энергия и теплота, на выработку которых в России затрачивается в настоящее время около 55 % всех используемых первичных топливно-энергетических ресурсов.

Выработка тепловой энергии на тепловых и атомных электрических станциях производится для удовлетворения нужд как промышленных, так и бытовых потребителей. Соответственно различают два вида тепловой нагрузки: производственную, необходимую для технологических процессов промышленных предприятий, и отопительную, служащую для отопления производственных общественных и жилых помещений, а также горячего водоснабжения и вентиляции.

В работе была выполнена оптимизация сетевых подогревателей ТЭЦ магнитогорского металлургического комбината. Рассмотрен режим сетевых по-

догревателей бойлерных установок ТГ-3 и ТГ-4 предназначены для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплофикации комбината.

В рамках работы были проанализированы фактические параметры работы сетевых подогревателей, а именно отпускаемая тепловая мощность, температура сетевой воды прямая и обратка и расход сетевой воды. Способ регулирования тепловой мощности качественно-количественный. В работе могут находиться от одного до трех сетевых насосов. Температура сетевой воды за прошлый отопительный период не превышает 80 градусов, не смотря на достаточно низкие температуры окружающего воздуха.

В таблице 1 представлены результаты поверочного теплового расчета. Определены расчетные характеристики, а именно коэффициенты теплопередачи и средний температурный напор.

Таблица 1 – Результаты расчета последовательного соединения сетевых подогревателей

Наименование параметров	Расчетный режим	Режим на самый холодный период отопительного сезона	Режим на среднюю температуру отопительного сезона
Расход сетевой воды, т/ч	2500	1750	1500
Температура сетевой воды прямая, °С	95	82,75	74
Температура сетевой воды обратка, °С	70	69,5	64
Температура пара, °С	114,3	104	104
Тепловая мощность, МВт	42,7	26,9	17,4
Средний температурный напор, °С	31,1	27,3	34,8
Скорость воды, м/с	1,4	1,9	1,7
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м ² · К)	1256,53	1835,67	154,06
Количество обогревателей в ступени, шт	2,0	1,0	1,0
Площадь поверхности сетевых подогревателей ступени, м ²	550+550	1550	550
Необходимая поверхность нагрева подогревателей, м ²	1095	537	325

Как показали расчеты фактический коэффициент теплопередачи подогревателей значительно ниже расчетного, что свидетельствует о загрязнении поверхностей нагрева аппаратов.

Была проведена оптимизация работы сетевых подогревателей, для обеспечения температурного графика и перепада температур между прямой и об-

ратной магистралью. Это позволит снизить расход сетевой воды, включая в работу не более двух сетевых насосов. В качестве решения поставленной задачи рассматривается два варианта: модернизация существующей схемы работы сетевых подогревателей, а также их замена. Для обеспечения более высокой температуры нагрева сетевой воды предложена последовательная схема включения сетевых подогревателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Буров, В.Д. Тепловые электрические станции. / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров. – М.: Изд-во МЭИ, 2009. – 421 с.
- 2 Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для теплоэнерг. / В.Я. Рыжкин. — М.-Л.: Энергия, 1967. — 400 с.

УДК 621.642.3

АВТОМАТИЧЕСКИЙ УЧЁТ ИСПАРЕНИЙ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ РЕЗЕРВУАРА НА ОСНОВЕ КОНТРОЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРОВОЗДУШНЫХ МАСС

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

С ростом добычи нефти увеличиваются и её потери при транспортировке до потребителя. Наибольшая доля, до 90 % от всего объёма потерь, занимают потери от испарения при хранении и сливо-наливных операциях, происходящих в резервуарном парке, которые приводят к экономическому и экологическому ущербу.

На данный момент в существующих методиках, позволяющих учитывать потери при больших и малых «дыханиях» из резервуара одинаково интерпретируется процесс потерь от испарений, различие лишь заключается в наборе исходных данных, точности определения и применимости для определённых климатических условий.

Целью научной работы является совершенствование существующих методик автоматического учёта испарений нефти и нефтепродуктов из резервуара на основе контроля распределения паровоздушных масс. Основная идея разрабатываемой методики представлена в статье [1], где и были сформулированы первоначальные задачи исследования, такие как:

1. Получить функцию массового расхода через дыхательный клапан $Q(h, \Delta P)$, то есть зависимость расхода Q от высоты открытия тарелки давления h и избыточного давления ΔP , с помощью программного комплекса Ansys;
2. Доказать инструментальную работоспособность предлагаемой методики.

В результате проведённого исследования была получена зависимость $Q(h, \Delta P)$, а также, по проведённому эксперименту с водой, была доказана инструментальная работоспособность методики. С учётом уже полученных результатов были поставлены следующие задачи:

1. Улучшить имеющуюся математическую модель потерь лёгких фракций углеводородов (ЛФУ) от испарения через дыхательный клапан и вентиляционные отверстия;

2. Провести теоретические исследования и лабораторные испытания разрабатываемой методологии;

3. Разработать методологию интеллектуальной системы для автоматического учёта потерь от испарений ЛФУ из резервуара.

4. Оценить эффективность применяемых методик, способствующих сокращению потерь от испарений.

Таким образом, разрабатываемая система позволит вести автоматический учёт испарений нефти и нефтепродуктов в режиме реального времени из резервуаров различных конструкций в результате больших и малых «дыханий». А также оценить эффективность методик, применяющихся для сокращения потерь в результате испарения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Глушков С.В, Валеев А.Р. Система автоматического учета углеводородов при испарении из резервуара (статья). Технологии нефти и газа. №4, 2022г., стр. 50-54.

УДК 662.998

АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Т.И. Исламов, В. В. Ретин, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день состояние тепловых сетей, их изношенность, серьезная проблема для всех регионов РФ. При транспортировке, из-за поврежденной изоляции, потери тепла составляют около 30%.

Из-за разрывов и утечек на трассах, идут большие потери теплоносителя. В связи с этим, повышается отпуск тепла, что соответственно приводит к увеличению вложений в тепловую энергию.

Необходимой мерой, для предотвращения этих последствий являются реконструкция и модернизация тепловых сетей, с применением современных и экономичных материалов.

Труба Изопрофлекс-А – это гибкая, многослойная пластиковая конструкция. Внутренняя напорная часть, которой выполнена из молекулярно-сшитого полиэтилена (пластика). Полиэтилен, при использовании его в целях перекачки различных продуктов, при высоких температурах, обладает свойством «ползучести». Что бы устранить это явление, необходимо было, применять трубу с увеличенной толщиной стенки. Вследствие чего, увеличивался ее вес и общая материалоемкость.

Напорная часть труб Изопрофлекс-А имеет теплоизоляцию слоем пенополиуретана. Для гидрозащиты трубы, предусмотрена полиэтиленовая пленка, которая устраивается поверх теплоизоляции. Многослойная конструкция трубы способна выдерживать температуру до плюс 95°C, при давлении в 1 МПа, плотности (55-75 кг/м³) теплопроводности (0,033 Вт/м·К) сохраняя прочность и

химическую стойкость. Отечественные производители выпускают трубы Изопрофлекс-А диаметром до 160 мм.

Трубы Изопрофлекс-А обладают следующими преимуществами:

Минимальные теплопотери; Не подвержены коррозии; Бесканальная прокладка; Отсутствие отложений в полости труб.

К недостатком можно отнести высокую стоимость самих труб и комплектующих для выполнения стыков.

Современный армопенобетон характеризуется низкой плотностью (200–250 кг/м³) и теплопроводностью (0,05 Вт/(м·К)) при высокой прочности на сжатие (не менее 0,7 МПа). К преимуществам АПБ относятся его негорючесть, высокая температура применения (до 300°C), отсутствие коррозионного воздействия на стальные трубы, паропроницаемость гидрозащитного покрытия и, как следствие, долговечность. По данным ЗАО «Изоляционный завод» (Санкт-Петербург), более 1 000 км труб с изоляцией из армопенобетона, изготовленных на этом предприятии, находятся в эксплуатации уже более 25 лет. Предварительно изолированные трубы с изоляцией из армопенобетона могут применяться во всем диапазоне температур теплоносителя как в водяных, так и в паровых тепловых сетях всех видов прокладки, включая подземную бесканальную, подземную в проходных и непроходных каналах и надземную прокладку.

Предварительно изолированные в заводских условиях трубы с тепловой изоляцией на основе ППУ и защитным покрытием из полиэтилена высокой плотности по ГОСТ 30732-2001 применяются для тепловых сетей подземной бесканальной прокладки с температурой теплоносителя до 130°C. Теплопроводы оборудованы системой оперативного дистанционного контроля технического состояния теплоизоляции, позволяющей своевременно обнаруживать и устранять возникающие дефекты.

К преимуществам теплопроводов с ППУ-изоляцией относят низкий коэффициент теплопроводности ППУ (0,032–0,035 Вт/(м·К)), технологичность при изготовлении и при монтаже теплопроводов, долговечность при соблюдении требований монтажа и эксплуатации.

Ограничения в применении ППУ-изоляции в тепловых сетях определяются допустимой температурой применения (130°C), горючестью, высокой дымообразующей способностью и токсичностью выделяемых при горении компонентов.

Пенополимерминерал (полимербетон) разработан институтом ВНИПИЭнергопром и более 20 лет применяется в конструкциях тепловой изоляции трубопроводов диаметром до 500 мм. Характеризуется интегральной структурой, совмещающей функции теплоизоляционного слоя и гидроизоляционного покрытия. Имеет температуру применения до 150 °С, теплопроводность при 25 °С – 0,047 Вт/(м·°С).

Выполненный анализ показал, тепловые сети - легко уязвимое звено системы ЦТС. В настоящий момент количество аварий в год составляет 70 инцидентов на 100 км. Так как реализация мероприятий, направленных на реконструкцию источников теплоты, с пересмотром гидравлических режимов доста-

точно затратна, то возникает возможность уже сейчас скорректировать сложившуюся ситуацию применением современных типов теплоизоляции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочник монтажника водяных тепловых сетей: Учебное пособие/Краснов В. И. - М.: НИЦ ИНФРАМ, 2015. с. 57-125.
2. Новичихина Л.В. Особенности модернизационных процессов в современной России. Современная экономика: проблемы и решения, 2014, с. 98-104.
3. Строительство уникальных зданий и сооружений. ISSN 2304-6295. 7 (34). 2015. 7-31
4. Современные материалы и технические решения https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=1810 [Электронный ресурс]
5. Смородова О.В. Инструментальная оценка динамики старения минераловатной тепловой изоляции//Инновационная наука. 2016. №8-2. С.90-93.

УДК 536.212.3

ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ РЕЗЕРВУАРА ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ХЛАДОПОТЕРЬ ПРИ ХРАНЕНИИ НЕФТЕПРОДУКТА

Р.Р. Каримова, У.Р. Самситдинов, И.И. Тимербаев
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. В работе рассмотрели вариант теплоизоляции резервуара для уменьшения потери тепла продукта, сравнили эффективность применения трёх видов теплоизоляционных материалов, таких как: минеральная вата, пенополиуретан, аэрогель. Также провели расчет стенки резервуара на устойчивость с учётом массы теплоизоляционного материала, оценили суммарные затраты на монтаж каждого вида материала.

Объектом расчета взят РВС-20000 эксплуатируемый в Оренбургской области, Расчет производился для наиболее сложных условий эксплуатации резервуара при самой высокой температуре лета 2022. Температура наружного воздуха в Оренбургской области принята плюс 40 °С (максимальная температура в области была зафиксирована 3-4 августа 2022 года). Среда внутри резервуара – бензин АИ-92. Температуру продукта необходимо поддерживать на уровне +20 °С, которая соответствует средней ночной температуре.

Было решено сравнивать толщины материалов при потерях равных $Q=50$ кВт, которые получили по максимальной производимой толщине материала аэрогель 20 мм. Результаты расчета показаны в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты теплового расчета при $Q=50$ кВт

Материал	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)	Срок службы, лет	Толщина материала, мм	Стоимость, руб/м ²	Стоимость + монтажные работы, руб.
Аэрогель	0,012	от 50	20	2000	15 219 000
Минеральная вата	0,042	от 25 до 35	69	280	12 378 120
Пенополиуретан	0,025	от 30	42	490	6 561 080

Результаты расчета показывают, что явное преимущество имеет аэрогель, хотя по стоимости дороже, но срок службы материала большой, что является хорошим аргументом в его пользу. Также результаты расчета показали, что устойчивость резервуара сохраняется при покрытии тепловой изоляцией.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Зарубина Л.П. Теплоизоляция зданий и сооружений. Материалы и технологии. – С.-Петербург: Издательство БХВ-Петербург, 2012 – 406 с.
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. 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

УДК 621.643.03

АНАЛИЗ РАСЧЁТНЫХ МЕТОДИК ОЦЕНКИ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ В РАСЧЁТНОМ УЧАСТКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

А.Н. Коровник, Д.Л. Кравченко, ОмГТУ, г. Омск

В настоящее время по нефтепроводам страны осуществляется доставка потребителям около трети производимых бензинов и дизельных топлив, а также нефти и нефтепродуктов. С каждым годом нефтепроводный транспорт увеличивает свою протяженность. В связи с этим, точное и достоверное определение массы нефти и нефтепродуктов, находящейся в линейной части магистральных нефтепроводов, имеет большое значение при сведении оперативного баланса, а также оформлении исполнительных балансов движения нефтепродуктов при их транспортировке и при проведении инвентаризации.

В работе был проведён анализ методик измерений массы продукта и их основных положений, произведены расчёты по анализируемым методикам с учётом изменяемых значений параметров, выявлены параметры, которые оказывают наиболее значимое влияние на итоговое значение массы нефтепродукта. Для определения количества нефти в расчётном участке магистрального нефтепровода был взят участок трубопровода диаметром 720×10мм, длиной

150 км. Давление на начальном участке трубопровода составило 5 МПа, на конечном – 0,5 МПа. Объем нефти определялся при стандартных условиях (температура 20°C, давление атмосферное). За стандартное значение плотности было принято 850 кг/м³.

Расчёт проводился поэтапно для оценки влияния различных факторов на итоговое значение количества нефти в расчётном участке магистрального нефтепровода. На первом этапе расчёта была выявлена зависимость количества нефти в трубопроводе от степени округления числа Пифагора. Вычисления производились для диапазона температур от +12,5 до +27,5°C при двух средних давлениях нефти в трубопроводе – 5 и 0,5 МПа (рисунок 1). Расчёт показал, что использование четырех и более знаков после запятой в числе Пифагора не имеет смысла, так как погрешность в абсолютных величинах массы нефти будет составлять значения, не влияющие сколь-либо на проведение учётных операций с нефтью.

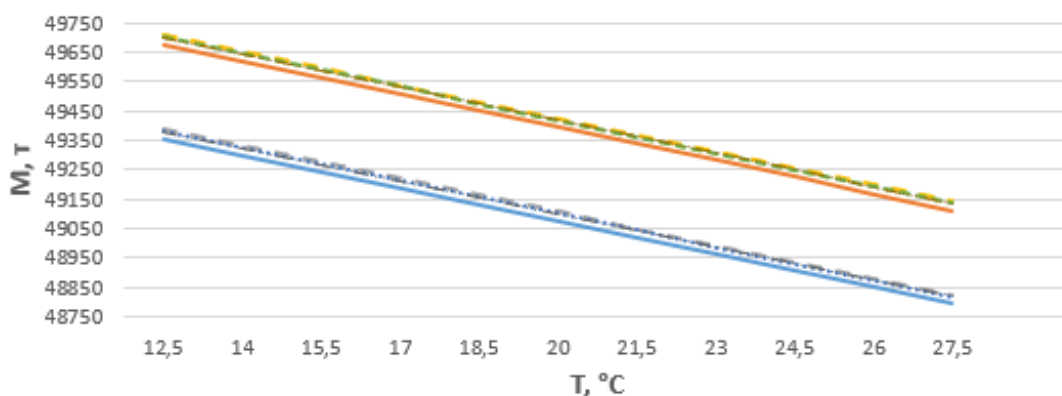


Рисунок 1 – зависимость массы нефти в МН от степени округления π

Модуль Юнга может принимать различные значения в зависимости от выбранной марки стали. Для большинства сталей, используемых при проектировании магистральных трубопроводов, модуль упругости металла принимается в диапазоне от 200 до 210 ГПа. На втором этапе был произведён расчёт массы нефти в трубопроводе при использовании пяти различных значений из данного диапазона: 200, 202,5, 205, 207,5 и 210 ГПа и проанализировано влияние данного параметра на итоговое количество нефти в МН (таблица 1). Оказалось, что модуль упругости металла оказывает минимальное влияние на расчётные значения количества нефти в трубопроводе.

Таблица 1 – Влияние модуля Юнга на значение массы нефти в МН

Зависимость массы нефти в ТП от значения модуля Юнга					
	Е, ГПа				
	200	202,5	205	207,5	210
М, т	49267	49267	49266	49265	49265

На третьем этапе расчётная модель трубопровода была ещё более усложнена. Каждому из 150 километров было присвоено значение геометрической высоты. Расчёт массы производился тремя вариантами: 1) на одном участке в

150 км; 2) путём разбиения на 5 участков в 30 км; 3) путём разбиения трубопровода на 149 участков. Было рассчитано значение уклона пьезометрической линии для вычисления давления в каждой точке трубопровода и последующего расчёта среднего давления на каждом участке. Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что наиболее точное итоговое значение массы нефти в трубопроводе получается при расчёте третьим вариантом (рисунок 2).

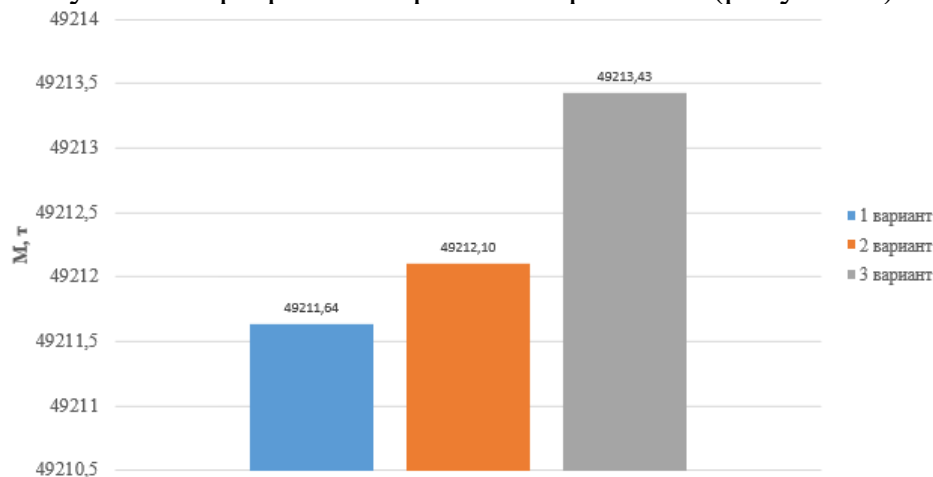


Рисунок 2 - Сравнение значений массы нефти, полученных при расчётах тремя способами

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. М.В. Лурье Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. - 336 с.; ISBN 5-7246-0250-4 (в пер.)

УДК 697.9

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В СЕКТОРЕ ЖИЛЫХ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И АДМИНИСТРАТИВНЫХ ЗДАНИЙ

С.Н. Костарева, И.И. Гайнанов, УГНТУ, г. Уфа

Повышение энергоэффективности зданий и сооружений является одним из важнейших направлений развития отечественной экономики.

Энергетическая стратегия России на период до 2035 года определяет формирование новой энергетики, основанной на возобновляемых источниках энергии, как одно из условий в формировании будущего мировой энергетики. В состав основных технологий, развитие и распространение которых приведут к утрате углеродной энергетикой доминирующего положения, входят:

- возобновляемые источники энергии и накопители энергии;
- энергоэффективные технологии в секторе жилых, коммерческих и административных зданий («энергоэффективный дом»).

Энергоэффективные технологии рассмотрены на примере проектируемого трехэтажного жилого дома в г. Уфа общей площадью 1645 м² и включающего 30 квартир.

Архитектура здания выполнена в современном стиле с использованием высококачественных современных материалов. Здание бескаркасное с несущими поперечными стенами из кирпича. Кровля скатная металлическая.

Расчетная тепловая нагрузка на здание составляет 102 кВт, в т.ч. расход тепловой энергии на вентиляцию - 12,5 кВт.

В проекте предусмотрен ряд мероприятий по повышению энергоэффективности жилого дома:

- предложена эффективная теплоизоляция всех ограждающих поверхностей с использованием утеплителя из экструдированного пенополистирола Техноплекс толщиной 60 мм (сопротивление теплопередаче $R_o=2,37 \text{ м}^2\cdot\text{С/Вт}$);
- наружные ограждающие конструкции выполнены из газосиликатных блоков с низким коэффициентом теплопроводности, объемным весом 500 кг/м^3 , толщиной 600 мм, имеющих сопротивление теплопередаче $R_o=3,51 \text{ м}^2\cdot\text{С/Вт}$ (при норме $R_o=3,22 \text{ м}^2\cdot\text{С/Вт}$);
- наружные несущие стены из кирпича утепляются пенополистирольными плитами толщиной 120 мм;
- окна имеют двухкамерный стеклопакет с селективным покрытием, которое не пропускает тепло из дома в холодное время года и не впускает теплый воздух в летний период;
- использование водяной поквартирной разводки системы отопления с лучевой разводкой трубопроводов к нагревательным приборам в конструкции пола и установкой индивидуальных теплосчетчиков;
- системы отопления оснащены автоматическими терморегуляторами;
- для эффективного использования тепловой энергии предложены грунтовой теплообменник и рекуператор теплоты вытяжного воздуха в составе системы приточно-вытяжной механической вентиляции помещений.

Приточный воздух забирается через отдельно стоящую шахту и подается в подземный грунтовой теплообменник, состоящий из 16 труб с внутренним диаметром 293 мм, расстояние между трубами 1 м, общая длина труб 212 м, диаметр распределительного коллектора 466 мм, глубина заложения 3 м. Система вентиляции в грунтовом теплообменнике используется для предварительной подготовки приточного воздуха. Энергоэффективность системы обеспечивает способность грунта накапливать тепловую энергию и сохранять постоянную температуру независимо от времени года. Для обеспечения, с одной стороны, турбулентного движения воздуха, с другой стороны, требуемой продолжительности нахождения воздуха в трубопроводах скорость движения воздуха в грунтовом теплообменнике должна быть в диапазоне 1 – 4 м/с.

Зимой воздух нагревается в теплообменнике за счет низкопотенциального тепла поверхностных слоев земли и затем поступает в рекуператор, расположенный в техническом этаже здания на отметке -2,970 м. В рекуператоре воздух, удаляемый вытяжной системой из помещений кухонь и санузлов, нагревает поступивший свежий и удаляется через вытяжную шахту на улицу. Нагретый свежий воздух, поступающий в жилые помещения, имеет температуру около +17°C. Летом горячий наружный воздух, поступая в подземный воздухопровод,

охлаждается в грунтовом теплообменнике от контакта с землей примерно до температуры +18°C.

С помощью такой системы вентиляции в жилом доме круглый год поддерживаются комфортные условия для проживания. Снижение потребления тепловой мощности за счет использования альтернативных источников составляет порядка 10%. Теплотехнический расчет показал, что удельный расход тепловой энергии на теплоснабжение проектируемого «энергоэффективного дома» составляет 56,9 Вт/м².

Теплосъем в грунтовом теплообменнике составляет 18 Гкал/год, в пластинчатом рекуператоре - 84 Гкал/год. Таким образом, экономия тепловой энергии за счет использования низкопотенциального тепла земли и рекуперации тепла удаляемого воздуха составляет 102 Гкал/год. С учетом тарифа на тепловую энергию 2345,65 р./Гкал годовой потенциал энергосбережения составляет 239 тыс. рублей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 г., №1523-р.
2. Хафизов Ф.М., Сулейманов А.М. Утилизация теплоты вентиляционных выбросов// В сборнике: Трубопроводный транспорт - 2013. Материалы IX Международной учебно-научно-практической конференции. 2013. С. 372-373.
3. Хафизов Ф.М., Сулейманов А.М. Расчет тепловых потерь с поверхности ограждений// В книге: Трубопроводный транспорт - 2006. Тезисы докладов Международной учебно-научно-практической конференции. 2006. С. 192-193.
4. Смородова О.В., Колоколова Е.А. Оптимизация систем теплоснабжения объектов НГДУ // Трубопроводный транспорт - 2009. Материалы V Международной учебно-научно-практической конференции. 2009. С. 270-271.

УДК 697.9

ПРОВЕДЕНИЕ ТЕПЛОВИЗИОННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

С.Н. Костарева, Е.А. Федосеева, Ф.И. Сафина
УГНТУ, г. Уфа

Оценка инфракрасного излучения участков тепловой сети имеет важное значение для повышения эффективности работы всей системы теплоснабжения предприятия. Тепловизионная съемка, реализуемая в инфракрасном диапазоне, позволяет определять фактические потери тепловой энергии при ее транспортировке потребителям, выявлять дефекты тепловой изоляции.

Тепловизионные измерения производят при отсутствии атмосферных осадков, тумана, задымленности. Обследуемые поверхности не должны находиться в зоне прямого и отраженного солнечного облучения в течение 12 часов до проведения измерений. Тепловизор регистрирует инфракрасное излучение, невидимое человеческому взгляду. Визуально распределение температур отображается за счет окрашивания нагретых участков в разные цвета.

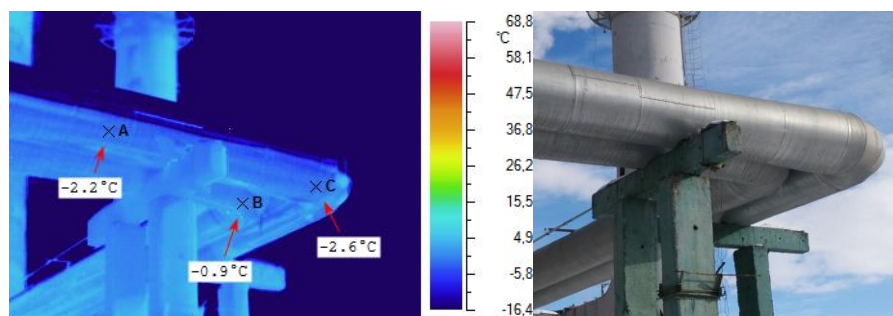
На рисунке 1 приведены отдельные результаты тепловизионного обследования тепловой сети надземной прокладки.

Тепловизионное обследование теплотрассы проводилось при температурах окружающего воздуха $-5...-9^{\circ}\text{C}$. Измерения на точках трубопроводов проводились, как правило, в четырех местах: на верхней образующей, на боковых сторонах и на нижней образующей.

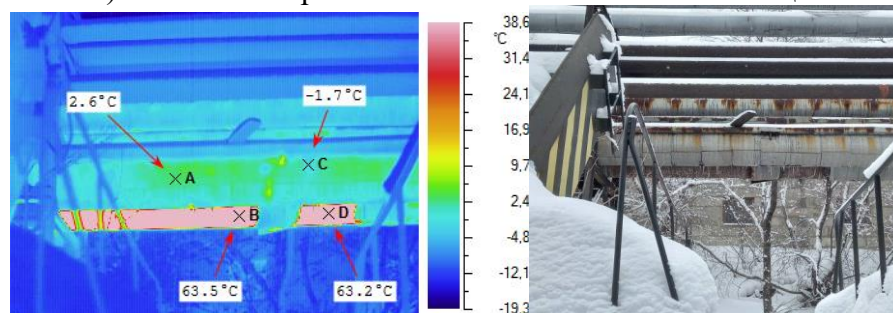
По результатам тепловизионного обследования тепловых сетей установлено, что линейные участки тепловых сетей имеют на поверхности изоляции отрицательные температуры до минус $2,6^{\circ}\text{C}$, что свидетельствует о достаточно хорошем состоянии тепловой изоляции (рисунок 1-А). При этом зафиксированы участки тепловой сети с температурами от 20 до 68°C в местах с поврежденной или отсутствующей тепловой изоляцией (рисунок 1-Б), практически во всех местах крепления теплотрассы к опорам и установки запорно-регулирующей арматуры (рисунок 1-В). Данные участки тепловой сети характеризуются повышенными тепловыми потерями, превышающими норму, вследствие разрушения покровного и теплоизоляционного слоев, уплотнения основного слоя изоляционного материала, уплотнения изоляционного слоя сверху и его обвисания снизу, увлажнения основного слоя конструкции.

Расчет удельных тепловых потерь через тепловую изоляцию на основе результатов обработки температурных полей выполняется с учетом суммарного коэффициента теплоотдачи от поверхности изоляции в окружающий воздух. Величина коэффициента теплоотдачи включает передачу тепла конвекцией и излучением и определяется многими факторами, обуславливающими интенсивность теплообмена. Расчеты показали, что значения наружного коэффициента теплоотдачи находятся в диапазоне от 5 до $9 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$, что соответствует обычным условиям работы тепловой изоляции.

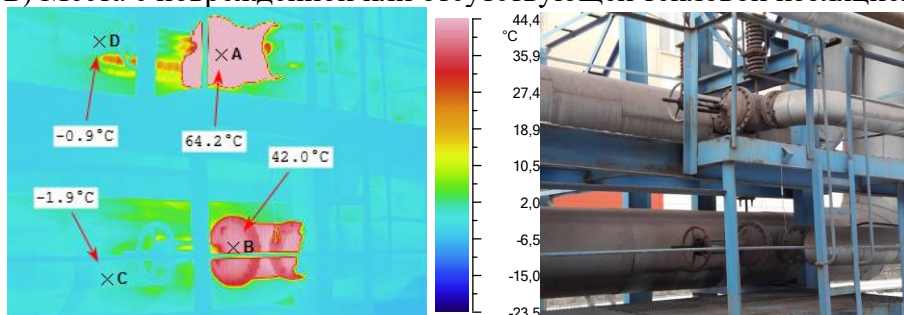
По результатам тепловизионного обследования теплотрассы установлены средние фактические тепловые потери на уровне $161,5 \text{ Вт}/\text{м}$ ($138,8 \text{ ккал}/(\text{ч} \cdot \text{м})$). При этом фактические тепловые потери на теплотрассе в среднем превышают нормативные значения на 6% . Основная причина повышенных тепловых потерь - разрушения покровного и теплоизоляционного слоев на отдельных участках и местах крепления теплотрассы к опорам, оголенная запорно-регулирующая арматура. На данных участках тепловые потери превышают нормативные значения в $1,5$ - 6 раз. Температура поверхности арматуры на момент обследования составляла от 42°C до 66°C . Целесообразно рассмотреть мероприятия по оснащению арматуры тепловых сетей защитными термоизоляционными чехлами - съемными изоляционными изделиями для обеспечения термоизоляции оборудования, требующего периодического и оперативного доступа для технического обслуживания и ремонта.



А) Участки с хорошим состоянием тепловой изоляции



Б) Места с поврежденной или отсутствующей тепловой изоляцией



А) Участки установки запорно-регулирующей арматуры

Рисунок 1 – Результаты инструментального обследования тепловых сетей

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хафизов Ф.М., Сулейманов А.М. Расчет тепловых потерь с поверхности ограждений// В книге: Трубопроводный транспорт - 2006. Тезисы докладов Международной учебно-научно-практической конференции. 2006. С. 192-193.
2. Сулейманов А.М., Хафизов Ф.М. Оценка погрешности измерений//Уфа, 2007.
3. Бурдыгина Е.В., Трофимов А.Ю., Федосеева Е.А. Выбор эффективной тепловой изоляции в энергетических комплексах // Трубопроводный транспорт-2018: тез. докл. XIII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. / УГНТУ. - Уфа, 2018. - С. 323-325

УДК 66.087.97

МЕТОД ЭЛЕКТРОДИАЛИЗА ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ВОДЫ ДЛЯ СИСТЕМ КОТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

*А.А. Кутушев, Е.А.Локина,
УГНТУ, г. Уфа*

Актуальность работы обоснована развитием развитием экологичных, без-реагентных методов водоподготовки. Целью работы является оценка техниче-

ской применимости метода электродиализной очистки на основе предварительных лабораторных испытаний.

Наиболее перспективными технологиями водоподготовки для практического использования являются мембранные методы, такие как обратный осмос, ультрафильтрация, нанофильтрация и электродиализ. В основе всех мембранных технологий лежит перенос примесей или растворителя через мембрану.[2]

Мембранные методы получили широкое распространение благодаря ряду неоспоримых преимуществ: стабильно высокое качество очищенной воды; мембрана в отличие от накопительных водоочистных систем (активированный уголь, ионообменные смолы и др.) не накапливает внутри себя примеси, что исключает вероятность их попадания в очищенную воду; низкие эксплуатационные затраты; экологическая безопасность - отсутствие химических сбросов и реагентов; минимальное внимание со стороны обслуживающего персонала; компактность.[3]

В ходе работы была исследована проба воды из скважины Уфимского района, рассчитан индекс Ланжелье, который показал, что вода в целом стабильна, но при изменении температуры может возникнуть опасность солеотложений. Далее подземная вода была пропущена через пилотную электродиализную обессоливающую установку ED-R.

Таблица 1 – Показатели при очистке образца воды Уфимского района

	pH	Проводимость, mS/cm	Температура, °C	Сила тока I, А	Напряжение U, В
Исходная вода	7,3	26,2	20	1	17,7
Дилуат	6,8	$543 \cdot 10^{-3}$	25	–	–
Концентрат	7,4	43,2	25	–	–

Далее были проведены измерения жесткости и щелочности дилуата и концентрата титриметрическим методом. Результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав дилуата и концентрата

	pH	Жесткость, мг-экв/л	Щелочность, мг-экв/л	Температура, °C	Солесодержание, мг/л
Дилуат	7,9	3,6	2,2	20	330
Концентрат	7,6	17,2	6,4	20	1620

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рябчиков, Б.Е. Современные методы подготовки воды для промышленного и бытового использования / Б.Е. Рябчиков – Москва: ДеЛи принт, 2004. С. 328
2. Жилинский В.В., Слесаренко О.А. Электрохимическая очистка сточных вод и водоподготовка. – Минск: Издательство БелГУ, 2014. – 85 с.

РАЗРАБОТКА НАУЧНЫХ ОСНОВ И МЕТОДА АВТОНОМНОГО ЭНЕРГО-ГАЗОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОТ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

К.А. Мингазева, Р.М. Каримов

УГНТУ, г. Уфа

В классической системе энерготеплоснабжения ТЭЦ вырабатывает ресурсы за счет ПГ, используя и загрязняя воду водоемов, производя большие выбросы CO_2 в уже загрязненную городскую среду. Подключение новых потребителей к центральному снабжению только усугубит загрязнение. Такая система характеризуется относительно малым КПД и большими потерями. И требует больших денежных вложений как со стороны государства, так и потребителя [1].

Альтернативой такой системе предлагается децентрализованное автономное снабжение удаленных потребителей с помощью тригенерационных установок на базе ГПУ. Также предлагается за счет утилизации перепада давления на ГРП сжигать природный газ для создания аварийного запаса СПГ, что обеспечит бесперебойность работы системы.

Для оценочного расчета эффективности типового решения предложено автономное энергоресурсоснабжение фермерского домохозяйства численностью 50 человек, ресурсы предполагается использовать для газоснабжения, в том числе получения СПГ в качестве резервного топлива, заправки автопарка, снабжение теплом, ГВС и электроэнергией бытовых и сельхоз объектов, включая обогрев теплиц и охлаждение овощехранилищ.

Система газоснабжения обеспечивает газом ГПУ и население. Вместо применения классических регуляторов давления, примем систему, состоящую из турбодетандера и компрессоров, для утилизации перепада на производство электроэнергии и сжижения части газа для аварийного запаса газа в случае аварий на магистрали (рисунок 1, таблица 1).

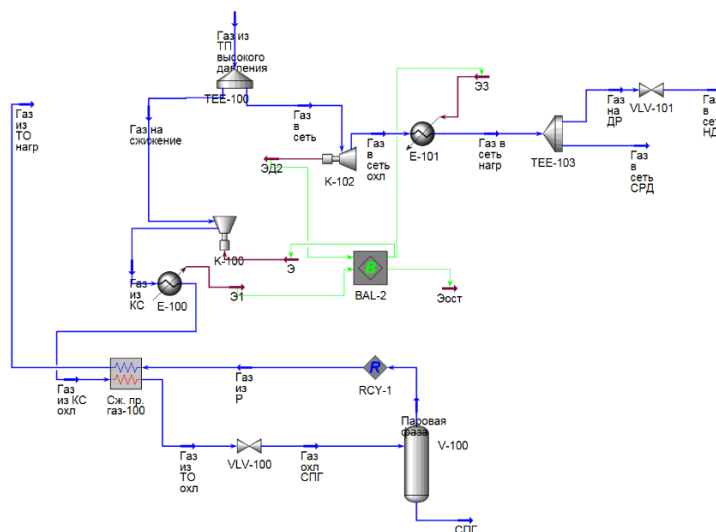


Рисунок 1 – Технологическая схема сжижения и дросселирования природного газа на ГРП в программном комплексе Aspen Hysys

Таблица 1 – Результаты расчетов параметров газа на различных этапах цикла сжижения в программном комплексе Aspen Hysys

Материальные (газовые) потоки									
Параметр	Размерность	Исходный газ	Газ после К-100	Газ после Е-100	Газ после СПГ-100	Газ после VLV-100	Жидкая фаза после V-100	Паровая фаза после V-100	Газ из ТО нагр
Температура	°С	20	308,4	60	минус 40	минус 161	минус 161	минус 161	16,15
Плотность	кг/м ³	4,5	49,15	100	219,8	1,871	461,9	1,82	0,68
Давление	МПа	0,57	14,9	14,9	14,9	0,002	0,002	0,002	0,002
Массовый расход	кг/ч	464,5	464,5	464,5	464,5	464,5	12,86	451,6	451,6

При сравнении с аналогом было получено, что начальные затраты на предлагаемое решение сопоставимы с затратами на классическое, но предлагаемая система лучше показывает себя в эксплуатации: требует меньше топлива, дает больше ресурсов, и со временем выходит на окупаемость, тогда как классическая система только увеличивает издержки.

В результате технико-экономического расчета было получено, что предложенная система окупается в течение 12,5 лет при жизненном цикле проекта 25 лет, тогда как традиционная система не только не окупается, но и увеличивает издержки на своё обслуживание с каждым годом (рисунок 2).

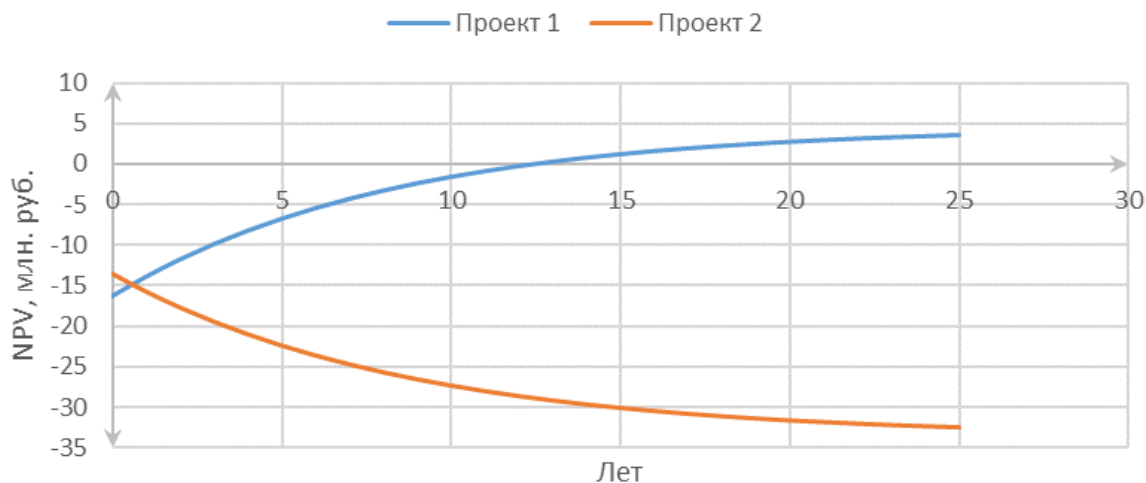


Рисунок 2 – Сравнение затрат на проекты 1 и 2 с учетом экономии

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Макаров, А.А. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 [Текст] / А.А. Макаров, Т.А. Митрова, В.А. Кулагина // ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. – 210 с.
- 2 Рачевский, Б.С. Сжиженные углеводородные газы / Б.С. Рачевский – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. – С. 531–554.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ С ТРУБАМИ С НАКАТОМ

*А.С. Нафиков, Е.А. Федосеева
УГНТУ, г. Уфа*

В последние годы с учетом роста стоимости энергоносителей одним из вопросов, решаемых на производственных предприятиях и в сфере жилищно-коммунального хозяйства является повышение эффективности теплообменных аппаратов (ТОА). Тепловая эффективность любого ТОА характеризуется коэффициентом теплопередачи, величина которого определяется интенсивностью процессов передачи теплоты между горячим и холодным теплоносителями. В свою очередь интенсивность теплообмена также зависит от ряда факторов таких как форма и размер поверхности, скорость движения теплоносителей, наличие загрязнений на поверхности теплообмена и т.д.

Одним из перспективных направлений в области энергосбережения при эксплуатации ТОА является интенсификация процессов теплопередачи путем турбулизации пограничного слоя потока возле теплообменной поверхности. Для этого одним из вариантов предлагается применение труб с накаткой, за счет чего возрастает коэффициент теплопередачи и соответственно эффективность работы самого аппарата.

Согласно исследованиям, проведенным еще в 1981 году, использование труб с накаткой позволило повысить коэффициент теплопередачи в водяных подогревателях на 60 %, что привело к снижению эксплуатационных затрат на 33 %. Однако данный метод получил широкое применение в холодильной технике.

На одном из предприятий, расположенных на территории города Нефтекамск, в рамках проведения реконструкции была произведена замена кожухотрубных теплообменных аппаратов на кожухотрубный ТОА с трубками с накатом. Установленные ТОА приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Кожухотрубчатый ТОА с трубками с накатом, установленный на ЦТП 8

За счет интенсификации теплообменных процессов в ТОА было установлено меньшей секций, чем требовалось ранее. Стоит также отметить, что еще одним из преимуществ внедренных теплообменных аппаратов является простота очистки от накипи по сравнению с установленными ранее.

Дальнейшие исследования будут направлены на определение экономического эффекта со стороны эксплуатации и замены старых кожухотрубчатых ТОА на новые с трубками с накатом, проведение теплового и конструктивного расчетов, вычисление скорости теплоносителя, сравнение температур, давлений и расходов экспериментальных и теоретических значений и тд.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Банных О.П. Основные конструкции и тепловой расчет теплообменников, 2012. – 44 с.
2. Бурдыгина Е.В. Оптимизация схемы нагревательного блока/ Е.В. Бурдыгина, И.Р. Байков, Е.А. 2. Федосеева, А.Ю. Трофимов, А.Р. Ишмаева //Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса – 2018: материалы XIV Международной научно-технической конференции.- Саратов: Изд-во СГТУ. -2018-С.73-79.

УДК 621.311

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ВДОЛЬТРАССОВЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В УСЛОВИЯХ БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ

С.Ю. Петухова

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

В настоящее время протяженность трасс линейных участков магистральных трубопроводов может превышать 270 км. При этом эксплуатация вдольтрассовых высоковольтных воздушных линий электропередачи (ЛЭП), входящих в состав системы электроснабжения трассовых объектов, также проходит в условиях большой протяженности [1]. Повышение энергетической эффективности вдольтрассовых ЛЭП магистральных нефтегазопроводов может быть обеспечено повышением пропускной способности воздушных линий, применяемых при передаче и распределении электроэнергии вдольтрассовым потребителям, уменьшением потерь мощности и потерь напряжения в ЛЭП вследствие ввода в эксплуатацию проводов большего сечения.

В работе представлены результаты исследования пропускной способности по условию допустимых потерь напряжения для вдольтрассовых ЛЭП при расстояниях 240÷250 км от центров питания (секций шин ЗРУ-10 кВ нефтеперекачивающих станций) до наиболее удаленных узлов электрических нагрузок при расположениях узлов запорной арматуры на расстояниях 25÷30 км.

На рисунке 1 показаны зависимости изменения напряжений в узлах электрических нагрузок вдольтрассовых ЛЭП большой протяженности при различных сечениях неизолированных проводов марки АС и различном расположении узлов запорной арматуры (УЗА).

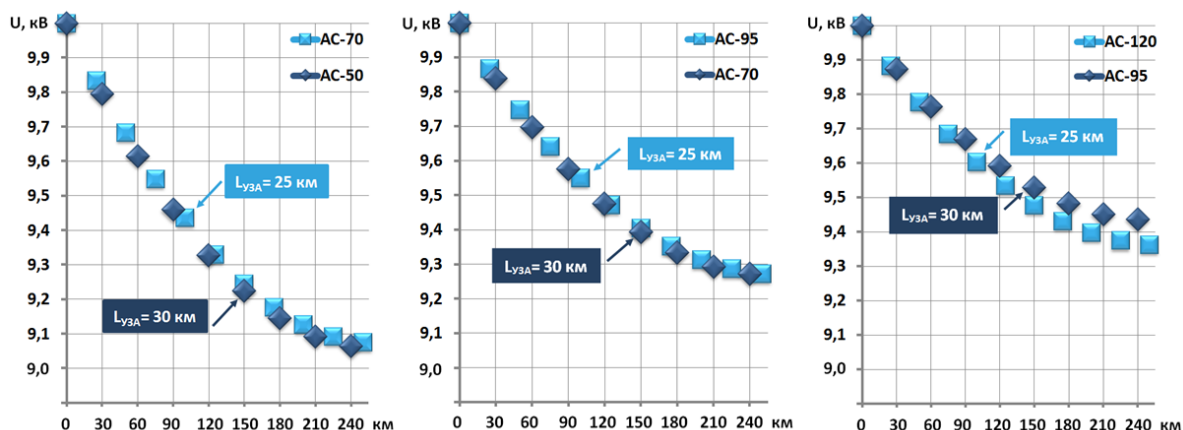


Рисунок 1 - Изменение напряжений в узлах электрических нагрузок вдольтрассовых ЛЭП большой протяженности при различных сечениях проводов марки АС

Процент потерь напряжения во вдольтрассовых ЛЭП большой протяженности до наиболее удаленных от источников питания узлов электрических нагрузок в зависимости от сечений проводов марки АС показан на рисунке 2.

Для вдольтрассовых ЛЭП большой протяженности, работающих в режиме разомкнутых электрических сетей, предельная мощность нагрузки будет ограничиваться допустимой потерей напряжения. На рисунке 3 приведены результаты расчетов потерь мощности и максимально допустимых расстояний до наиболее удаленных узлов нагрузок вдольтрассовых ЛЭП большой протяженности при различных сечениях проводов марки АС.

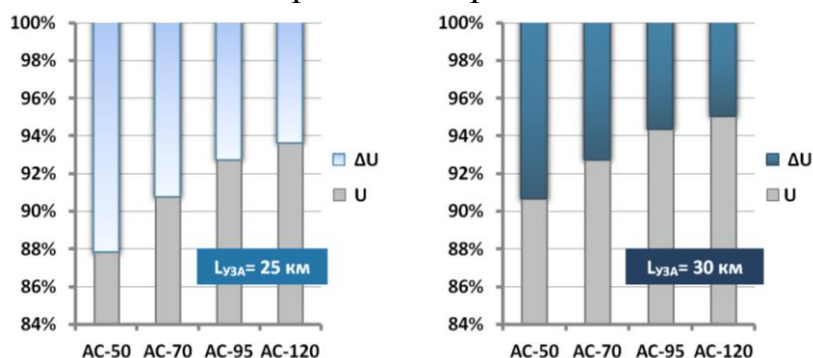


Рисунок 2 – Процентный состав потерь напряжения во вдольтрассовых ЛЭП большой протяженности до наиболее удаленных узлов электрических нагрузок

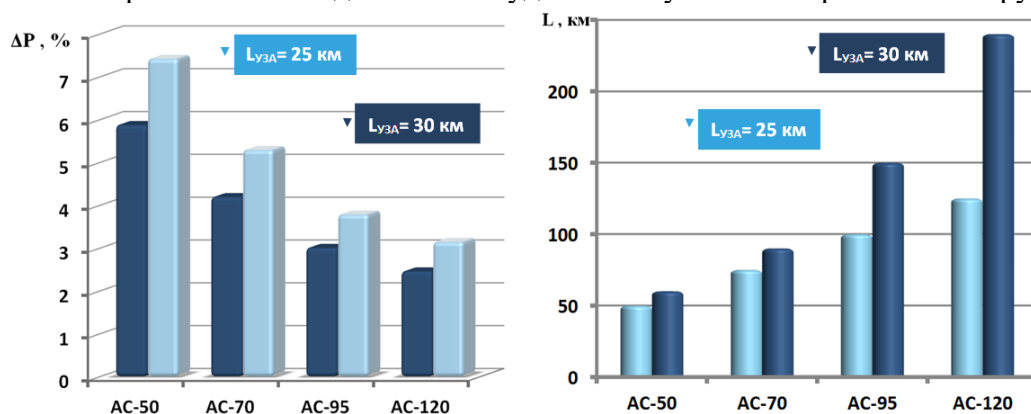


Рисунок 3 –Потери мощности и наибольшие расстояния до наиболее удаленных узлов электрических нагрузок вдольтрассовых ЛЭП по условию допустимой потери напряжения

Пропускная способность вдольтрассовых ЛЭП представляет собой технологически максимально допустимое значение мощности, передаваемое с учетом режимно-технических ограничений - условиям эксплуатации и параметрами надежности функционирования системы электроснабжения. Ограничение передаваемой мощности в воздушных вдольтрассовых ЛЭП классов напряжений 6(10) кВ в основном обусловлено уровнем напряжения у потребителей электрической энергии трассовых объектов. Максимально допустимое значение передаваемой мощности будет ограничиваться допустимой потерей напряжения в проводах вдольтрассовых ЛЭП магистральных трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Петухова С.Ю. Обеспечение пропускной способности вдольтрассовых ЛЭП МН при их эксплуатации в условиях большой протяженности // В книге: Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России. Сборник тезисов докладов XII Всероссийской научно-технической конференции. 2018. С.387.

УДК 658.589

РЕКОНСТРУКЦИЯ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

А.А. Сафитдинов, УГНТУ, г. Уфа

В современном мире актуальны темы энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Для достижения этих целей в производстве осуществляется внедрение различных методов энергосбережения, которые оказывают благоприятное экологическое воздействие [1].

Одним из способов реконструкции является замена одного элемента установки на другой, у которого стоимость ниже, а технические характеристики значительно выше. В некоторых случаях производят и полную реконструкцию котельных установок.

С целью рационального выбора элемента установки, который будет подвергнут реконструкции, первоначально необходимо произвести анализ работы каждого элемента. После проведения оценки их эксплуатации подбираются наиболее подходящие варианты замены как с технической точки зрения, так и с экономической [2].

Техническая часть реконструкции позволяет достичь снижения затрат на топливную продукцию, малые затраты на обслуживание оборудования [3], а также предполагает уменьшение количества выбросов в атмосферу вредных веществ [4]. Такие мероприятия сопровождаются повышением качества, надежности системы и безопасности эксплуатации оборудования.

Экономическая часть реконструкции дает возможность снижения себестоимости тепловой энергии.

Процесс реконструкции предполагает собой повышение качества работы установки, таким образом, не должна быть нарушена динамика проведения основных технических мероприятий производства [5]. Стоит учесть, что реализация реконструкции позволяет продлить срок службы установки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – Москва – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», 2003. – 245 с.
2. Аронсон, К.Э. Теплообменники энергетических установок: учебник для вузов / К.Э. Аронсон, С.Н. Блинков, В.И. Березин, Ю.М. Бродова. – Екатеринбург: Изд-во «Сократ», 2002. – 645 с.
3. Елистратов, С. Л. Котельные установки и парогенераторы [Текст]: учеб. пособие / С. Л. Елистратов, Ю. И. Шаров. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2017. – 62 с.
4. Клименко, А.В. Энергосбережение в теплоэнергетике и в теплотехнологиях / О. Л. Данилов, А. Б. Гаряев, И.В. Яковлев – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 414 с.
5. Млынчик, В.И. Методика определения потенциала энергосбережения и перечня типовых мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности / В.И. Млынчик, А.Е. Ерастов, И.А. Вишневская. – Санкт-Петербург: СРО НП «Три Э», 2011. – 68 с.

УДК 697.34

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

А.М. Сулейманов, Ф.М. Хафизов
УГНТУ, г. Уфа

Одной из главных задач регулирования отпуска тепловой энергии в системе теплоснабжения является поддержание требуемых параметров микроклимата в отапливаемых помещениях при изменяющихся на протяжении отопительного периода внешних климатических условиях.

Оптимальным температурным графиком называется график, при котором обеспечивается минимум затрат на транспортировку теплоносителя потребителям, т.е. минимум совокупных затрат на производство и транспорт тепловой энергии от источника до потребителя. Правильно подобранный температурный график влияет на эффективность работы источника системы теплоснабжения. При этом достичь повышения эффективности работы источника возможно двумя способами при расчете оптимального температурного графика:

- увеличением температуры прямой сетевой воды;
- снижением температуры обратной сетевой воды.

Согласно пп. 7.2 и 7.3 СП 124.13330.2012 повышение температуры прямой сетевой воды и уменьшение температуры обратной сетевой воды может производиться только на основании технико-экономического обоснования.

В рассматриваемой работе на объекте планируется увеличение тепловой нагрузки вновь вводимых объектов в 1,6 раза, с существующих 25,4 Гкал/ч до 40,4 Гкал/ч. Источником отпуска теплоты является ТЭЦ с расчетным температурным графиком тепловой сети 95/70°C.

Для обеспечения требуемой тепловой мощности рассматривался переход на температурный график 110/70°C как для тепловой сети, так и для потребителей. Выбор данных температур обусловлен следующими факторами:

- температурный график подающего трубопровода будет находится на уровне до 115°C, соответственно, не подпадает под контроль Ростехнадзора;

– согласно СП 60.13330.2020 «СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» Приложение Б (Требования к системам отопления и внутреннего теплоснабжения зданий различного назначения) для производственных зданий с выделением горючей пыли и аэрозолей допускается в системе отопления (отопительных приборах) использовать теплоноситель с температурой не выше 115°C;

– температурный график 110/70°C достаточен для покрытия всех требуемых нагрузок не достигая в подающем трубопроводе температуры 115°C;

– расчетные параметры для тепловой сети согласно паспорта тепловой сети составляют 110/70°C, 1,6МПа.

Для административных зданий, в силу особенностей эксплуатации, рекомендуется сохранить температурный график 95/70°C, который будет обеспечиваться через погодозависимый узел регулирования с насосным смешением. Для них предусматривается установка блочного теплового пункта с циркуляционным насосом и шкафом управления.

Переход на температурный график 110/70°C обеспечит расчетную мощность потребителей в 40,4 Гкал/ч и расходом теплоносителя в 1010 т/ч без проведения перекаладывания значительной длины тепловой сети.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Колоколова Е.А., Бурдыгина Е.В. Возможность применения солнечного коллектора для горячего водоснабжения // Трубопроводный транспорт - 2013. Материалы IX Международной учебно-научно-практической конференции. 2013. С. 353.
2. Смородова О.В., Трофимов А.Ю., Колоколова Е.А. Центральное регулирование открытых систем по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения (скорректированный температурный график). – Уфа, 2010. – 12 с.

УДК 678.742

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

М.А. Фассахов, М.И. Байкова, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день на транспортировку нефти по магистральным нефтепроводам ежегодно потребляется около 14,5 миллиарда кВт/ч электроэнергии, что составляет 1,3% от общего потребления электроэнергии на территории Российской Федерации. Одним из наиболее перспективным решением данной проблемы является применение труб из полиэтилена при строительстве магистральных нефтепроводов.

В работе был выполнен анализ эффективности применения полиэтиленовых трубопроводов для перекачки нефти.

Разработана аналитическая зависимость преобразованного энергетического эффекта от диаметра нефтепровода (рисунок 1).

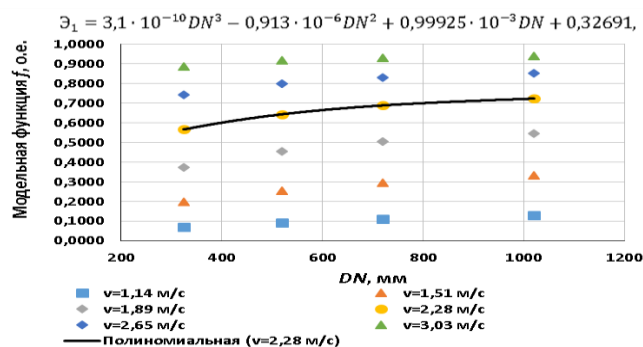


Рисунок 1 – Аналитическая зависимость преобразованного энергетического эффекта от диаметра нефтепровода

Для наиболее точной реализации алгоритма получения аналитической зависимости преобразованного энергетического эффекта от диаметра нефтепровода был проведен учет изменения скорости перекачки (рисунок 2).



Рисунок 2 – Аналитическая зависимости отклонений преобразованного энергетического эффекта от скорости перекачки

В результате получена аналитическая зависимость преобразованного энергетического эффекта от диаметра нефтепровода и скорости перекачки:

$$\Theta_1 = 0,31DN^3 - 0,9DN^2 + 0,99DN + 0,33 + 0,0285w^4 - 0,31w^3 + 1,1w^2 - 1,124w - 0,3$$

По рекомендации авторов [1] получено выражение определения энергетического эффекта, кВт·ч/км:

$$\Theta = \Theta_1 / 72(1 - \Theta_1)$$

Расчет экономии потребления электроэнергии был произведен для нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» длиной 4740 км и диаметром 1020 мм при скорости перекачки 1,5 м/с. В результате ежегодная экономия электроэнергии для данного нефтепровода составит 0,27 миллиарда кВт·ч.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байков И.Р., Жданова Т.Г., Гареев Э.А. Моделирование технологических процессов трубопроводного транспорта нефти и газа// Уфа: УНИ, 1994. 128с.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ И ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК

И.О. Филатов, В.Б. Барахнина, Я.А. Коннов

УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время 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 электроснабжения 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 действия ПТП проводили на кафедре ТХНГ МНИ им. Губкина еще в 1964 году. Первое применение присадок в промышленности произошло в 1979 году на Трансаляскинском 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 «Necadd-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.

ОЦЕНКА ЗАГРУЗКИ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

В.Р Хайруллин, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа

Теплоснабжение объектов предприятия осуществляется от ТЭЦ-1. В настоящее время ТЭЦ-1 отпускает только тепловую энергию в виде теплофикационной воды. Теплофикационная установка ТЭЦ-1 включает в себя три системы: теплосеть №1, теплосеть №2 и теплосеть №3. Для обеспечения циркуляции воды в тепловой сети №1 установлено 5 сетевых насосов Caprari PM150. Для обеспечения циркуляции воды в тепловой сети №2 установлено 3 сетевых насоса СЭ 500-70, а в тепловой сети №3 - 2 сетевых насоса 1Д 315-50а и 1 насос СЭ 500-70. Предприятие территориально расположено на участке с большой разницей геодезических отметок, что приводит к большой разнице давлений в линии на отдельных участках теплосети. ТНС обеспечивают повышение давления в трубопроводах на отдельных участках тепловой сети и расчетный расход теплофикационной воды в линии:

- ТНС-1 – обеспечивает повышение давления в подающем трубопроводе теплосети №1 и циркуляцию на участке до ТНС-2. Также здесь установлены теплообменные аппараты, в которых нагревается вода для системы ГВС жилпоселка;

- ТНС-2 - обеспечивает подачу теплофикационной воды из теплосети №1 в 5 циркуляционных контуров;

- ТНС-3 - обеспечивает циркуляцию сетевой воды в теплосети №2 (в существующей схеме сетевые насосы теплосети №2 выведены в резерв, а циркуляцию обеспечивают насосы ТНС-3).

По результатам расчетов параметров работающих насосов можно сделать вывод, что отклонения эксплуатационных параметров насосов от паспортных значений находится в допустимых пределах с учетом погрешности расчетов. Для большинства насосов отклонение фактического КПД не превышает 10% (рисунок 1).

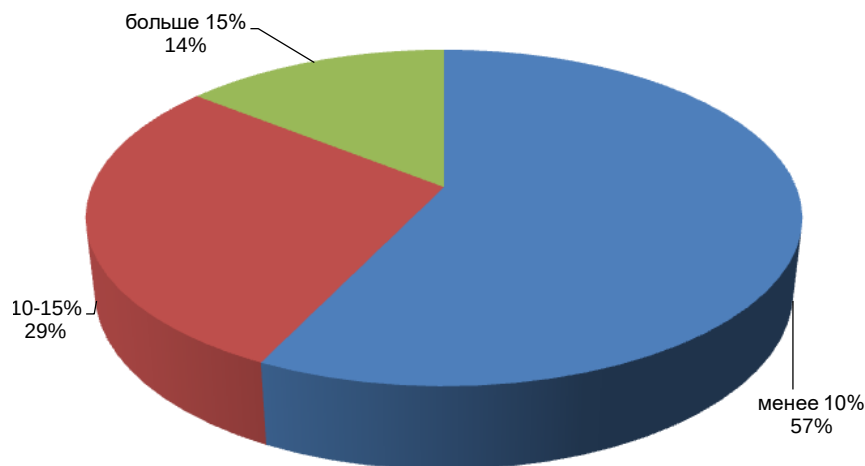


Рисунок 1 - Структура насосов по отклонению КПД от паспортного

Анализ результатов обследования насосов показал, что в целом по парку насосов средневзвешенное значение КПД достигает 58,2% при номинальном КПД этих насосов 66%.

На большинстве обследованных насосах ТЭЦ и ТНС применяется наиболее энергоэффективный метод регулирования - изменением количества работающих насосов, т.е. насосы запускаются в зависимости от установленного режима работы сети, расходуя необходимое количество электроэнергии.

На насосах ТНС-2 минимальное регулирование производится для выравнивания давления в обратных магистральных циркуляционных контурах с применением регуляторов давления. Сетевой насос в ТНС-3, обеспечивающий циркуляцию воды в теплосети №2, регулируется ЧРП с высокой энергоэффективностью.

Значительные потери на регулировании выявлены на насосе ТНС-4, где также установлен регулятор давления в сети. Регулятор поддерживает перепад давления в контуре 0,7 кг/см² при развиваемом насосом напоре 54м (5,4 кг/см²), т.е. практически 90% развиваемого насосом напора теряется на регуляторе.

Также значительные потери на регулировании выявлены на питательных насосах ТЭЦ-1. В связи с прекращением выработки электроэнергии снизилась нагрузка на паровые котлы, что привело к снижению необходимого напора в питательном контуре котлов и снижению расхода питательной воды. Для регулирования производительности питательных насосов применяется байпас (разгрузочная линия в бак деаэратора), по которому до 90% воды, перекачиваемой насосами, сбрасывается обратно в бак.

Анализ полученных результатов позволяет выделить основные направления повышения энергетической эффективности насосного оборудования:

- повышение эффективности системы путем ревизии и ремонта запорно-регулирующей арматуры;
- оптимизация типоразмера насоса путем замены на насос соответствующих параметров;
- использование ЧРП.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Сулейманов А.М., Трофимов А.Ю., Хафизов Ф.М. Основные недостатки применения частотно-регулируемого привода на турбомашинах / В сборнике: Трубопроводный транспорт - 2009. Материалы V Международной учебно-научно-практической конференции. 2009. С. 271-273.
- 2 Бурдыгина Е.В., Костарева С.Н., Трофимов А.Ю., Дунюшкин Г.К., Федосеева Е.А. Энергоэффективность оборудования систем оборотного водоснабжения / Энергосбережение и водоподготовка. 2019. № 4 (120). С. 11-15.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ОТ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НПС

Ф.М. Хафизов, Р.А. Молчанова, А.М. Сулейманов
УГНТУ, г. Уфа

На нефтеперекачивающей станции (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 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 (АВМ), 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 является 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 CFCl_2H), 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 составит 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 – 2-3,5 млн.р./год (в зависимости от вида топлива).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Молчанова Р.А., Хафизов Ф.М. Термодинамический расчет обратных циклов. Учебное пособие по дисциплине «Основы трансформации теплоты».-Уфа, РИЦ УГНТУ, 2018, - 90 с.
2. Костарева С.Н., Самигуллина Э.Н. Повышение энергетической эффективности тепловой насосной установки// В книге: Трубопроводный транспорт – 2018. Тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции. 2018. С.353-355.
3. Федосеева Е.А., Крупеня Д.В., Булатов В.Р. Анализ применения тепловых насосов в мире // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2020. Т. 16. № 2. С. 54-58.
4. Шарипов Б.А., Федосеева Е.А. Возможность использования тепловых насосов на промышленных площадках // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии. Материалы IV Международной научно-практической конференции молодых ученых. 2019. С. 452-454.

УДК 621.56/59

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ ОТ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Н.А. Чугункина, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа

Приготовление горячей воды (ГВС) на объектах горнодобывающего предприятия «Полнос» производится непосредственно у каждого потребителя - в зданиях установлены теплообменники. Греющим теплоносителем является теплофикационная вода от ТЭЦ-1 с температурным графиком 95/70 °С. Суммарная расчетная тепловая нагрузка на ГВС всех потребителей площадок составляет 3,663 Гкал/ч (4,26 МВт).

На территории предприятия имеется 2 крупных источника низкопотенциальной теплоты - компрессорные сжатого воздуха с водяной системой охлаждения компрессоров. В компрессорной №1 (КС-1) установлено 12 компрессоров, а в компрессорной №2 (КС-2) - 14 компрессоров. В каждой компрессорной в работе одновременно находятся 10-11 компрессоров. Марки и технические характеристики установленных компрессоров приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристики и марки компрессоров

№ п/п	Марка	Производительность по воздуху, м ³ /мин	Мощность привода, кВт	Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	Перепад температуры охлаждающей воды в компрессоре, °С
1	ТМ 2000	300	1100	62,6	8
2	SM 6000-2250	333,5	1306	58,3	10
3	SM 6100	370	1230	105,2	5

При паспортной разнице температур и расходе охлаждающей воды тепловой поток, отводимый охлаждающей водой от работающего компрессора составляет 0,5-0,6 Гкал/ч. При 10 постоянно работающих в каждой КС установок, тепловой поток охлаждающей воды на каждой КС составляет 5-6 Гкал/ч. Общий расход охлаждающей воды на КС-1 составляет 800 м³/ч, что при установленном перепаде температур оборотной воды 7,6 °С соответствует тепловому потоку 6 Гкал/ч. На КС-2 расход охлаждающей воды составляет 1400 м³/ч,

что при разнице температур 7,4 °С соответствует тепловому потоку 10,4 Гкал/ч. Соответственно теплоты охлаждающей воды даже одной КС-1 достаточно для обеспечения нагрузки ГВС.

В летний период уровень температур охлаждающей воды изменяется незначительно:

- КС-1 - температура охлаждающей воды составляет 19-20 / 27-29 °С;
- КС-2 - температура охлаждающей воды составляет 24-26 / 30-32 °С.

Для использования теплового потенциала потока охлаждающей воды для нагрева воды в системе ГВС необходимо поднять температуру потока - это может быть реализовано при использовании теплонасосной установки (ТНУ).

ТНУ размещается рядом с насосной оборотного водоснабжения КС-1 (ориентировочно в районе градирни) с непосредственным приготовлением ГВС в теплообменниках ТНУ в течение всего года и прокладкой сетей ГВС до непосредственных потребителей системы ГВС.

Коэффициент суточной неравномерности для производственных предприятий при отсутствии статистических данных принимаем равным 1,0. Соответственно, расчетная мощность установки для покрытия нагрузки ГВС должна составлять 4,26 МВт.

В ТНУ предлагается к установке модульная теплонасосная установка Mammoth MCRH 1100 единичной мощностью 4,5 МВт или аналог аналогичной тепловой мощности. Основные характеристики ТНУ представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Характеристики ТНУ Mammoth MCRH 1100

№ п/п	Характеристика	Диапазон
1	Хладагент	HFC-134A
2	Производительность по теплу	4450/4597 кВт
3	Потребляемая мощность	618/1095 кВт
4	Температура источника	29/15 °С
5	Температура подачи	7/60 °С
6	Проток воды на испаритель	396 м ³ /ч
7	Проток воды на конденсатор	765 м ³ /ч
8	Напряжение	3х380В
9	Габаритные размеры	5854/2732/2820 мм
10	Наличие рекуперации	Рекуперация отсутствует
11	Вес нетто/рабочий	19980 кг/22641 кг

В качестве источника низкопотенциального тепла используется тепловая энергия оборотной системы водяного охлаждения КС-1. Посредством циркуляционных насосов вода первичного контура попадает на разделительный теплообменник являясь при этом греющей стороной. В нагреваемой стороне ТО так же посредством группы насосов циркулирует теплоноситель, поступающий на теплообменники первичного контура (испарители) тепловых насосов.

Тепловые насосы посредством фреоновых контуров преобразуют низкопотенциальное тепло в высокопотенциальное и через теплообменник вторичного контура (конденсатор), передает это тепло в буферную емкость (теплоаккумулятор) и систему теплоснабжения с температурой подачи +55-65 °С. Годовая

выработка тепловой энергии ТНУ на нужды ГВС составит 32 тыс. Гкал при потребляемой электрической мощности 1,1 МВт.

Преимущества систем с использованием тепловых насосов:

1. Система – реверсивная, что позволяет вырабатывать холодильную и тепловую энергию в зависимости от сезона года одним агрегатом.
2. Обладают высокой степенью энергосбережения, энергоэффективности, установки типа «вода-вода» на 1 кВт потреблённой электроэнергии вырабатывает около 5 кВт тепловой энергии.
3. При абсолютной экологичности (нет шума, вибрации, запахов, открытого огня) обладает высокой степенью пожаро-взрыво-безопасности, т.к. нет процессов горения топлива и выбросов продуктов сгорания.
4. Не требует прокладки топливных (газовых) магистралей и систем дымоудаления и соответствующих затрат.
5. Имеет высокую надёжность (в основе работы лежит цикл холодильной машины и её характерные агрегаты), ресурс не менее 15-ти лет.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Трофимов А.Ю., Бурдыгина Е.В. К возможности утилизации тепла технологических потоков / В книге: Трубопроводный транспорт - 2007. Тезисы докладов Международной учебно-научно-практической конференции. Уфа, 2007. С. 171-172.
2. Трофимов А.Ю., Бурдыгина Е.В. Перспективы нетрадиционной энергетики в северных регионах / В книге: Трубопроводный транспорт - 2011. Материалы VII Международной учебно-научно-практической конференции. 2011. С. 239-241.
3. Федосеева Е.А., Крупеня Д.В., Булатов В.Р. Анализ применения тепловых насосов в мире // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2020. Т. 16. № 2. С. 54-58.
4. Шарипов Б.А., Федосеева Е.А. Возможность использования тепловых насосов на промышленных площадках // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии. Материалы IV Международной научно-практической конференции молодых ученых. 2019. С. 452-454.

УДК 621.186

ОПТИМИЗАЦИЯ МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

И.Р. Шайхутдинова, О.В. Смородова
УГНТУ, г. Уфа

Производственная деятельность любого предприятия в климатических условиях России может быть обеспечена лишь при условии его надежного теплоснабжения. Вместе с тем, расположение отдельных площадок на удалении от источников централизованного теплоснабжения приводит к основанному переходу на собственные источники теплоснабжения с повышением эффективности использования топливных ресурсов.

Энергетический баланс системы теплоснабжения кроме учетных показателей «выработка», «отпуск» и «потребление» энергетического ресурса содержит в себе показатель «потери». Величина потерь тепловой энергии в системе распределения теплоносителя по схеме теплоснабжения зависит от многих показателей. Это и тип температурного графика, и климатические параметры

окружающей среды, и способ прокладки сетей, наличие и тип тепловой изоляции и многое другое.

Одним из основных при прочих равных условиях является протяженность и диаметр неразветвленных участков тепловых сетей. Для одной и той же площадки эти показатели могут быть разными в том случае, когда рассматриваются разные положения источника тепловой энергии и схема привязки к нему всех подключенных потребителей. При разном расположении источника на карте площадки схема обхода всех потребителей будет разной с разными расходами сетевой воды и, соответственно диаметрами теплопроводов. Это определяет разную величину тепловых потерь через тепловую изоляцию и разный расход электроэнергии на привод сетевого насоса для преодоления гидравлического сопротивления тепловых сетей.

В этом случае задача оптимизации схемы трубопроводных сетей, размещения источника и потребителей тепловой энергии становится весьма актуальной.

Методическим обоснованием решения поставленной задачи предлагается использовать метод авторов [1], реализованный при оценке оптимального места расположения мини-электростанций для электроснабжения скважинных добывающих насосов на территории нефтедобывающего промысла. Критерием оптимальности места размещения источника электроэнергии предложено использовать достижение минимума целевой функции суммарных затрат (капитальных и эксплуатационных) - т.е. суммы затрат на линии электроснабжения и на потери энергии при передаче. В общем случае задача формулируется следующим образом.

Пусть m потребителей энергии размещены в различных точках $P_1, \dots, P_m$ территории энергоснабжения, а n новых источников энергии – в точках $X_1, \dots, X_n$. Расстояние между точками расположения нового источника и существующего потребителя обозначим $d(X_j, P_j)$. Обозначим годовые удельные затраты (т.е. затраты на единицу расстояния) на потери между ними - через ω_{ij} . Тогда годовые потери энергии при оптимальном расположении новых источников энергии предлагается определять по формуле:

$$f(X_1, \dots, X_n) = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m \omega_{ij} \cdot d(X_j, P_j),$$

где

$$d(X_j, X_i) = \sqrt{(x_j - a_i)^2 + (y_j - b_i)^2}.$$

a_i и b_i – координаты расположения существующих потребителей;

x_j и y_j – искомые координаты оптимального расположения источника энергии.

Решение задачи о нахождении оптимальных координат размещения источников энергоснабжения сводится к нахождению минимального значения функции $f(X_1, \dots, X_n)$.

Результаты реализация метода на примере одного из месторождений Западной Сибири России представлен в [1]. Авторами [1] показано, что оптимизация размещения источников энергии для кустовых площадок нефтедобывающей площади позволит снизить потери энергии при ее распределении между потребителями в 1,8 раза.

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.

СЕКЦИЯ
«ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ»

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ТОМОГРАФОВ

А.А. Азылгареева, Р.И. Валиахметов, УГНТУ, г. Уфа

Техническая диагностика представляет собой область знаний, которая охватывает теорию, средства и методы определения технического состояния объектов. Основными задачами технической диагностики являются предупреждение, поиск и локализация аварийных состояний технических систем. Необходимость выполнения технической диагностики заключается в определении состояния объекта, поиске различного рода дефектов или отклонений, а также прогнозирования состояния объекта в некоторый будущий промежуток времени.

Одним из перспективных направлений развития неразрушающего контроля в трубопроводном транспорте считается ультразвуковой метод контроля.

Ультразвуковой контроль – акустический метод неразрушающего контроля качества, использующий для обнаружения дефектов упругие волны ультразвукового диапазона, которые вводятся в объект извне. В основе контроля лежит присущее упругим волнам свойство отражения их от дефекта или рассеивания в нем. Для введения ультразвуковых импульсов, а также их приема применяются пьезоэлектрические преобразователи, которые преобразуют переменное электрическое поле в акустическое, и наоборот.

Ультразвуковые приборы по назначению делятся на дефектоскопы, толщиномеры и структуроскопы.

Дефектоскопы применяются для обнаружения дефектов в стенке трубопровода. Наличие и расположение дефекта устанавливается по времени прихода сигнала, отраженного от внутренней, наружной стенки трубы или от неоднородности внутри стенки, благодаря чему можно выявить не только внешние или внутренние потери металла, но и несплошности, такие как расслоения, шлаковые и иные включения.

Толщиномеры необходимы для определения толщины стенки трубопроводов при доступе с одной стороны, а также для контроля каких-либо поверхностных покрытий. Выполняется замер временного интервала между зондирующим импульсом и сигналами, отраженными от наружной и внутренней стенки трубопроводов, – так выясняется толщина стенки трубопровода.

Структуроскопы позволяют определить физико-механические свойства материалов трубы.

Несмотря на большое количество достоинств (прежде всего безопасность, высокая производительность, отсутствие воздействия на сам объект при проведении контроля, возможность выявлять практически все типы дефектов, мобильность), широко применяемый в трубопроводном транспорте ультразвуковой контроль имеет ряд недостатков. Во-первых, невозможно определить действительный размер дефекта. Во-вторых, необходима предварительная подготовка поверхности до выполнения контроля. В-третьих, должен быть обеспечен контакт, т.е. поверхность изделия смазывается контактной жидкостью, либо

предусматривается ввод ультразвуковых колебаний через слой жидкости. И наконец, ультразвуковой контроль не применяется при контроле металлов с крупнозернистой структурой, таких как чугун, ввиду того что имеет место большое рассеяние и сильное затухание ультразвука. Еще одним значительным недостатком является ограничение размера зоны единовременного охвата при проведении ультразвукового контроля, ввиду размеров ультразвуковых датчиков.

На сегодняшний день более популярным становится метод ультразвуковой томографии, который известен всем, благодаря применению в медицине, но сейчас распространяется и в промышленных условиях.

Ультразвуковая томография представляет собой применение отдельных пьезоэлементов многоэлементного преобразователя, в которых происходит возбуждение импульсов. В ультразвуковом контроле распространены простые одноэлементные преобразователи, которые с относительно высокой вероятностью могут не заметить дефекты, ориентированные под большим углом к акустической оси преобразователя или находящиеся в стороне от луча. Благодаря же внедрению ультразвуковой томографии, появляется возможность обнаружить дефекты, по-разному распределенные по отношению к акустической оси. Ультразвуковая томография позволяет формировать луч практически под любым углом в любом направлении. Ввиду того что волны возбуждаются от множества пьезоэлементов, они интерферируют, создавая суммарный волновой фронт, которые, в свою очередь, могут быть задержаны во времени и синхронизированы по фазе и амплитуде, образуя сфокусированный и управляемый ультразвуковой луч.

Замена ультразвукового контроля на ультразвуковую томографию дает возможность определять действительные размеры дефектов, их геометрию и координаты, увидеть внутреннюю структуру объекта контроля в режиме реального времени, ускорить процесс контроля, благодаря меньшей обработке информации, а также проводить контроль металлов с крупнозернистой структурой. Внедрение ультразвуковой томографии в процессы эксплуатации трубопроводного транспорта позволит повысить эффективность контроля выявления и развития дефектов, а также потенциально повысить качество оценки технического состояния трубопроводов и принимаемых решений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лукьянов В.А., Петрусенко Е.В. Ультразвуковая толщинометрия и дефектоскопия. – М.: РГУ нефти и газа, 2002. -123 с.
2. Хасанов И.И., Каримов Р.Р. Основы технической диагностики трубопроводных систем. – Уфа: УГНТУ, 2021. – 82 с.

АНАЛИЗ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Ф.Ф. Алибаев, Т.А. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа

Анализ причин отказа промышленных трубопроводов показывает, что более чем в 87% случаях возникновения аварийных ситуаций приходится на внутреннюю коррозию. Наружная коррозия составляет всего порядка 5% от общего числа аварий. На оставшиеся 8% приходится различные строительные дефекты, заводские дефекты, нарушение правил эксплуатации и др.

В рамках данной работы рассмотрим внутреннюю коррозию, как наиболее часто встречающуюся в промышленном транспорте. Проблема усугубляется ещё и тем, что большая доля трубопроводов истощила установленный ресурс и вступает в период увеличения интенсивности потока отказов.

Одним из основных и значимых факторов является прямая зависимость аварийности трубопроводов от обводненности добываемой и транспортируемой среды. Несмотря на имеющиеся успехи в области повышения безопасности и долговечности промышленных трубопроводных систем, часть проблем коррозионно-механической прочности и коррозионной стойкости остаются нерешенными и обозначены как исследуемый предмет данной работы.

В реальных условиях эксплуатации узнать время зарождения коррозионного дефекта не всегда представляется возможным, в том числе из-за нехватки финансовой составляющей, несмотря на то, что время зарождения является немаловажным фактором при определении скорости коррозии.

Одним из современных ресурсосберегающих способов обеспечения безаварийной эксплуатации трубопроводов и увеличения их долговечности является модернизация технических средств защиты по предотвращению внутренней коррозии, которые способствуют продлению межремонтного периода эксплуатации промышленных трубопроводов. Однако стоит отметить и динамично развивающееся направление защиты внутренней поверхности трубопроводов с помощью современных защитных покрытий на основе полимерных материалов, эпоксидной смолы, а также использования многослойности покрытий.

В работе выполнен анализ возникновения коррозионных процессов в трубопроводах, эксплуатируемых в промышленных условиях с целью дальнейшей оценки методов прогнозирования скорости коррозии и возможности их усовершенствования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бекбаулиева А.А. Совершенствование методов и технических средств защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19 / Бекбаулиева Алия Аскарровна. - Уфа, 2010.- 121 с.
2. Чухарева Н.В. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 354 с.

3. Калачёв И.Ф. Покрытия для стальных труб – повышение долговечности работы трубопроводов / И.Ф.Калачёв, М.В. Швецов, Г.Б. Бигбов, М.В. Калачёв: Экспозиция Нефть Газ.-2016. С 37-39.

УДК 622.692.4

АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИИ «RFID-МЕТКИ» В ПРОМЫСЛОВОМ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

Г.В. Веснин, Т.А. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время оценка износа трубопроводов и оборудования в нефтегазопромысловой отрасли является актуальной задачей. Одним из методов оценки состояния оборудования в целом, выделяют, анализ времени эксплуатации, зависящий от точности идентификации. В качестве идентификатора может применяться штрих-код, пломба с технической информацией и др., однако они часто приходят в негодность, и их крайне сложно точно идентифицировать, а при укладке трубопровода под землю становится невыполнимой задачей. Для решения данной проблемы рассмотрим технологию радиочастотной идентификации - RFID.

Объектом исследования является технология "RFID-метки" (рисунок 1). RFID (англ. Radio Frequency IDentification) — способ автоматической идентификации объектов, в котором посредством радиосигналов считываются или записываются данные, хранящиеся в RFID-метках или транспондерах. Метки разрабатываются с учётом возможности эксплуатации в сложных условиях: при высоких и низких температурах, широком диапазоне давления и влажности, а также в агрессивных средах. Мировой опыт внедрения RFID показывает, что в особо ответственных отраслях, стоимость оснащения RFID-метками и считывающего RFID-оборудования может быть незначительным, в случае возникновения аварии и разлива продукции, как для организации, также для окружающей среды.

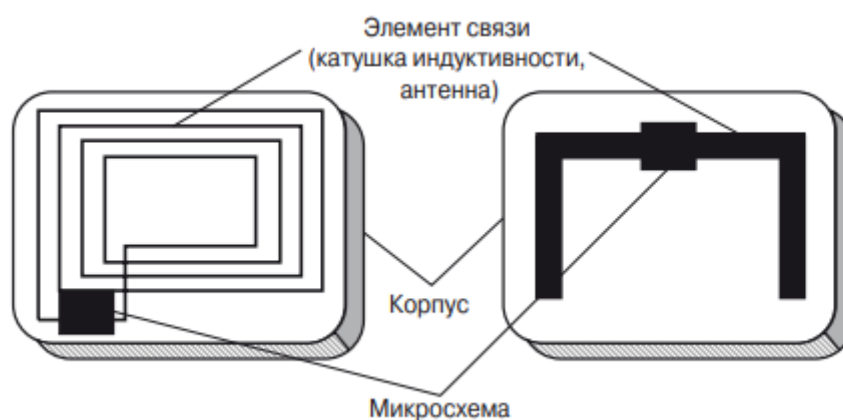


Рисунок 1 – Принципиальная схема транспондера.

Слева – транспондер с индуктивной связью, справа – микроволновый транспондер

В работе выполнен анализ применимости RFID идентификации для трубопроводов, в частности эксплуатируемых в промышленных условиях с целью повышения качества контроллинга и улучшения технического обслуживания. Данная технология позволяет идентифицировать и отслеживать весь жизненный цикл трубопровода без вскрытия грунта, нарушения целостности металла и снижения прочностных характеристик, при этом объект не только дистанционно идентифицируется, но и визуализирован на экране у оператора. Метки распознаются с помощью RFID-считывателей, имеют большой радиус действия, что в итоге облегчает получение необходимой информации для технического обслуживания. А также технология позволяет полностью автоматизировать контроль рассматриваемого трубопровода или оборудования от технологической площадки до конечного пункта и подтвердить подлинность данного объекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Финкенцеллер Клаус, RFID-технологии. Справочное пособие / К. Финкенцеллер; пер. с нем. Сойунханова Н.М. — М.: Додэка-XXI, 2010. — 496 с.
2. Пчелинцева И. Н. Технология RFID, как инструмент контроллинга в нефтедобывающей отрасли // ТДР. 2011. №8. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologiya-rfid-kak-instrument-kontrollinga-v-neftedobyvayuschey-otrasli-1> (дата обращения: 18.10.2022).
3. Технологии RFID идентификации. [Электронный ресурс]. — URL: <https://isbc-rfid.ru/applications/mining/>

УДК 627.372

ПРИМЕНЕНИ БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ НА ПЕРЕХОДАХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ

А.И. Габбасов, Р.Н. Кунафин, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день, не смотря на различные мировые инициативы по уменьшению углеродных выбросов и желаемый переход к зеленой энергетике, в мире происходит стабильное увеличение объёмов добычи различных углеводородов, таких как нефть и природный газ. Увеличение объёмов добычи нефти способствует росту количества эксплуатируемых трубопроводов, что несомненно ведёт к увеличению числа различных аварий с выходом продукта на поверхность.

На промышленные трубопроводы приходится около 50-60 тысяч аварий с выходом продукта наружу. Практически все нефтедобывающие и нефтетранспортирующие компании Российской Федерации в своих трубопроводных сетях имеют участки переходов через водные преграды (реки, озёра). Аварии на таких объектах ведут к самым ужасающим экологическим последствиям: быстрое устиление водной глади нефтью или нефтепродуктом снижает количество поступающего в водоём света и воздуха, а также ведёт к генетическим мутациям подводных и надводных обитателей [1].

Во избежание этих последствий все переходы трубопроводов через водные преграды должны быть оснащены система устранения разливов нефти. Одним из самых основных и эффективных способов ликвидации разливов

нефти является применения боновых заграждений. Их главными преимуществами являются: простота конструкции, удобство транспортировки и сборки, высокая скорость установки в рабочее состояние [2]. Основными элементами боновых заграждений являются: тело заграждения, чаще всего выполненное из полимерного материала (полиэтилена), которое может само являться устройством перекрытия движения нефти или к которому могут быть прикреплены подводная и надводная части (гребни), перекрывающие движению нефти через бон; балластирующей нагрузки, обеспечивающей необходимое надводное положение для заграждения; устройства для продольного натяжения; узлы крепления деталей заграждения друг к другу и берегу водоёма.

Одним из главных требований, предъявляемых к боновым заграждениям, является требование к гибкости и жесткости: заграждения должны обладать достаточной гибкостью для следования за перемещением волн, и достаточной жесткостью, для того чтобы они могли сдерживать действующую на них нефть. Для обеспечения требуемой жесткости боновые заграждения могут оснащаться специальным стальным тросом, который способствует сохранению формы заграждения, а также снижает вероятность локальных перегибов заграждения и переливов нефти через заграждение.

Во время нахождения в рабочем состоянии и в состоянии готовности на дне водоёма на боновое заграждение воздействуют гидродинамические нагрузки от течения водоёма [3]. По определенным гидродинамическим нагрузкам в последствии определяется необходимая толщина троса жесткости, а по последующему определению плавучести бонового заграждения необходимость применения балластирующих или разгружающих устройств.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Куликова И. С., Мерициди И. А. Особенности локализации разливов нефти из подводных переходов трубопроводов в условиях открытой воды // Территория Нефтегаз. – 2012. – №5. – С. 48-53.
2. Томилов А. С., Оленцевич Д. А., Лапчук Р. А., Кривотулова К. А. Применение боновых заграждений при разливах нефти и нефтепродуктов // В сборнике: Инновационное развитие науки и образования. Сборник статей II Международной научно-практической конференции. В 2 частях. – Ответственный редактор Гуляев Герман Юрбеич. – Пенза: МЦНС «Наука и просвещение», 2018. – С. 39-41
3. Бородавкин П. П., Березин В. Л., Шадрин О. Б. Подводные трубопроводы. – М.: 1979. – 415 с.

УДК 621.643.053

БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В РОССИИ

П.Д. Гибадулин, В.В. Уланов,

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

В настоящее время трубопроводный транспорт широко используется в 120 странах мира. В России же он начал развиваться еще в далеком 1863 году, когда великий ученый Д.И. Менделеев предложил идею использования трубопровода для перекачки нефти и нефтепродуктов [1]. С тех пор прошло уже много

времени и, в нынешней ситуации, как никогда важно государству задуматься над обеспечением максимальной безопасности отдельно взятых участков магистрали.

Также в статье наглядно показано, какую часть территории нашей страны занимает весь трубопроводный транспорт, какую роль он играет в российской экономике и как важно быстро узнавать о любых дефектах и трещинах в трубе, чтобы предостеречь экологических и экономических последствий. Для этого на участках магистрали работают специалисты, которые следят за процессами перекачки природных ресурсов, и всегда готовы в случае нештатных ситуаций принять необходимые меры.

В работе рассмотрены некоторые приборы, с помощью которых можно проанализировать состояние трубопровода и предупредить возможное образование трещин и других дефектов. Подобного рода устройствами пользуются многие компании, которые специализируются на трубопроводном транспорте. Они стараются разрабатывать и совершенствовать все более современное и новое оборудование, чтобы безопасность перекачки всегда была на высшем уровне. У всех компаний по транспортировке нефти, газа и углеводородов существуют нормативные документы, которые учитывают борьбу с утечками и дают конкретные рекомендации по эксплуатации различного рода объектов транспорта.

Как и все виды транспорта, трубопроводный вид имеет свои достоинства и недостатки. Несмотря на низкую скорость доставки и потенциальную экологическую угрозу, относительно низкая себестоимость транспортировки грузов и возможность работы практически в любых условиях обеспечивает трубопроводному транспорту конкурентное преимущество перед другими видами доставки.

Безусловно, его использование расширяется из года в год, ведь этот вид транспорта может быть использован независимо от погодных условий. Следовательно, очень важно постоянно совершенствовать методы проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов с целью повышения их надежности, эффективности и срока работоспособности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. <https://profile.ru/culture/topit-pech-assignatsiyami-6878/>

УДК 621.643

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ДЕФЕКТАМИ ГЕОМЕТРИИ ТИПА «ВМЯТИНА» НА ПРОЧНОСТЬ И ДОЛГОВЕЧНОСТЬ

И.Г. Гундорова, П.В. Виноградов, УГНТУ, Уфа

Сооружение и эксплуатация промысловых трубопроводов являются одними из самых важных отраслей нефтяной и газовой промышленности. Для обеспечения безопасности и надежности данных объектов необходимо свое-

временно проводить диагностику трубопроводов и трубопроводной арматуры, а также выполнять расчеты на прочность и долговечность конструкции [1].

На аварийность промысловых трубопроводов может влиять множество условий: рабочее давление, скорость потока, состав перекачиваемой жидкости, внутреннее покрытие и другие [2]. Однако не стоит забывать и о таких факторах, как: ошибки проекта, нарушения правил эксплуатации, внешние воздействия, дефекты труб, коррозионные повреждения.

Стоит отметить, что не все дефектные участки трубопроводов приводят к потере работоспособности конструкции, но могут существенно ее снижать и, при определенных обстоятельствах, привести к аварийным ситуациям [3]. Это происходит за счет того, что дефекты являются концентраторами напряжений и в различной степени влияют на напряженно-деформированное состояние (НДС) трубопровода.

Основными параметрами дефектов геометрии, в том числе типа «вмятина», являются размеры дефекта, полученные в результате диагностического обследования с учетом поправок в зависимости от вида производимой диагностики и применяемого оборудования: глубина, длина, ширина.

Расчет на прочность и долговечность трубопроводов с дефектами геометрии производится путем определения основных параметров:

- 1) предельное давление – максимальное избыточное давление, которое может выдержать труба с дефектом без разрушений и отказов;
- 2) разрушающее давление – давление, при котором наступает разрушение трубопровода с дефектом;
- 3) предельный срок эксплуатации при проектном давлении.

Значения вышеперечисленных характеристик получают за счет определения предельных состояний трубопровода, которым соответствуют критерии предельной прочности и предельной пластичности, вычисляемые по формулам (1, 2).

Критерий предельной прочности определяется по формуле:

$$\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon) = \frac{\varepsilon_i \cdot \cos \varphi_\varepsilon}{\varepsilon_{iu}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0u}} \quad (1)$$

где Θ_u – критерий предельной прочности;

ε_i – интенсивность местных деформаций;

ε_0 – объемная деформация;

φ_ε – угол подобия девиатора деформаций, рад;

ε_{iu} – предельная интенсивность деформаций;

ε_{0u} – предельная объемная деформация.

Критерий предельной пластичности:

$$\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0) = \frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_{ic}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0c}} \quad (2)$$

Θ_c – критерий предельной пластичности;

ε_{ic} – разрушающая интенсивность деформаций;

ε_{0c} – разрушающая объемная деформация.

Предельная прочность или предельная пластичность достигается при значении либо Θ_u , либо Θ_c , равном единице, соответственно [4].

Полученные результаты являются определяющими в оценке работоспособности конструкции и позволяют произвести определение остаточного срока эксплуатации трубопровода, планирование дальнейших диагностических мероприятий, изменения эксплуатационных нагрузок, проведения ремонтных работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Айнбиндер, А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие / А. Б. Айнбиндер. – М.: Недра, 1991. – 287 с.
2. Кармачев, Д. П. Анализ статистических данных об отказах промысловых трубопроводов ПАО «НК «Роснефть» / Д. П. Кармачев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 9. – С.15–21.
3. Буклешев, Д. О. Показатели, характеризующие безопасную эксплуатацию магистрального трубопровода / Д. О. Буклешев // Е-SCIO. – 2019. – № 9. – С.231–240.
4. Игнатик А.А. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопровода в области одиночной вмятины и вмятины с дефектом уменьшения толщины стенки / А.А. Игнатик, А.В. Сальников, А.М. Шарыгин // SOCAR Proceedings. – 2018. – № 4. – С.35–42.

УДК 532.542.1+ 622.692.28

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРОЦЕССА НЕСАНКЦИОНИРОВАННОЙ ВРЕЗКИ НА ГИДРАВЛИЧЕСКУЮ СИСТЕМУ (MODELING OF INFLUENCE OF THE UNAUTHORIZED TAP ON THE HYDRAULIC SYSTEM)

А.А. Дульченко, И.В. Орехова,

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

Увеличение числа несанкционированных врезок в нефтепроводы является одной из важнейших проблем нефтяной промышленности, так как приводит к ухудшению качества нефти, а также ставит под вопрос безопасность транспортировок с помощью трубопровода. Согласно статистике, большая часть аварийных ситуаций (около 69%) вызвана внешними воздействиями на трубопровод путем несанкционированных врезок [2]. Несоизмеримо велик экономический ущерб нефтяным компаниям, величина хищений у которых достигает сотен тонн в сутки потерянной нефти и сотен миллионов рублей в год [3, 4]. Такие преступления совершаются группами людей, оснащенными модернизированным и дорогостоящим оборудованием. После появления в статье 158 УК РФ пункта о краже, совершенной из нефтепровода, нефтепродуктопровода, газопровода, увеличился и продолжает увеличиваться технический уровень преступников, занимающихся хищениями из трубопроводов, а также появление систем защиты, поэтому отследить их все еще не всегда удается [5].

На рисунке 1 приведен график линии гидравлического уклона на участке трубопровода равном 100 км при условии, что целостность и герметичность трубопровода не нарушена. Смоделируем ситуацию несанкционированной врезки в трубопровод в некоторых координатах (рис. 2).

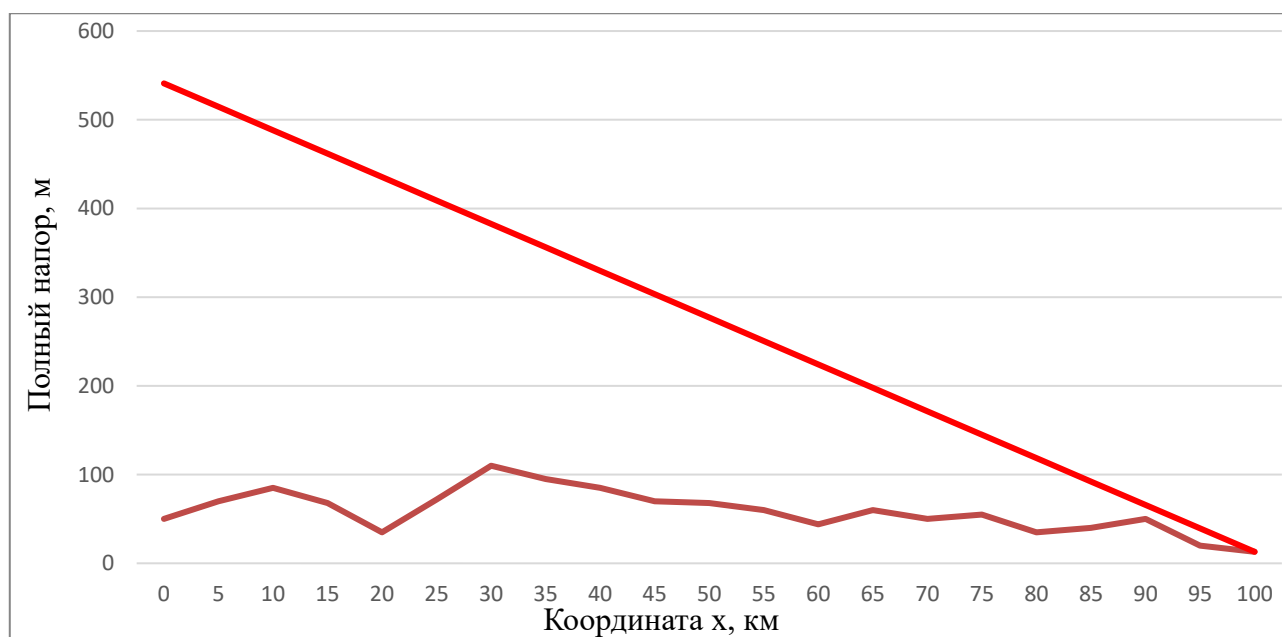


Рисунок 1 - График полного напора

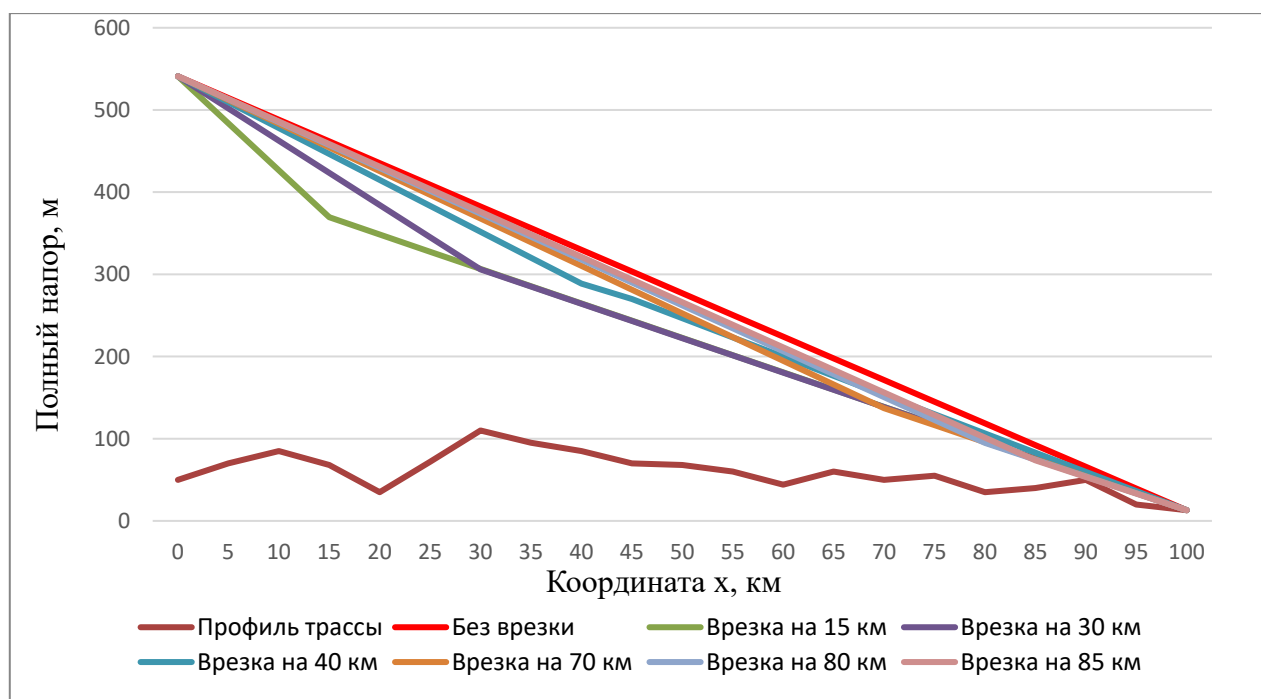


Рисунок 2 - Изменение линии гидравлического уклона в зависимости от координаты врезки

На рисунке 2 заметны отклонения от первоначальной линии гидравлического уклона без врезки. Величина этих отклонений зависит от многих параметров и при правильной врезке может быть незначительной или совпадать с «эталонными» значениями.

Таким образом, возникает необходимость более подробного анализа изменения гидравлической системы при наличии несанкционированной врезки в нефтепровод для поиска новых и совершенствования известных способов локализации утечек.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шестаков Р.А. Разработка методики параметрической диагностики технологических участков магистральных нефтепроводов: дис. ...канд. техн. наук: 25.00.19. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2019. – 155 с.
2. Цвяк А.В. Экологические последствия несанкционированных врезок в нефтепроводы и методы борьбы с ними // ВЕСТНИК Оренбургского государственного университета. – 2015. – №10. – С. 445-447.
3. Нехитрова Е.К., Шестаков Р.А. Перспективы развития систем обнаружения утечек // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2021. – №1(77). – С.13-15.
4. Галиуллин Р.М. Информационно-измерительная система обнаружения и определения местоположения несанкционированных врезок на нефтепродуктопроводах: автореф. дис...канд. техн. наук: 05.11.16. – Самара, 2005. – 24 с.
5. Ущерб «Транснефти» от криминальных врезок в 2020 г. превысил 600 млн руб. // Транснефть URL: <https://www.transneft.ru/pressReleases/view/id/13131/> (дата обращения: 14.10.2022).

УДК 551.345

УСТАНОВКА АНКЕРНЫХ УСТРОЙСТВ МОДЕРНИЗИРОВАННЫМ СПОСОБОМ, ПРЕДПОЛАГАЮЩИМ МИНИМИЗАЦИЮ ВОЗМОЖНЫХ НЕГАТИВНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ В ММГ

Д.Р. Зарипова, УГНТУ, г. Уфа

Освоение нетронутых в прошлом пространств земной коры, в которых на определенной глубине на протяжении долгого времени сохраняется отрицательная температура, является актуальной задачей, поскольку на сегодняшний день топливно-энергетическая база области вечной мерзлоты является одним из ресурсов для экономического развития Российской Федерации. Поэтому уже многие годы стоит задача транспортировки углеводородов как по магистральным, так и по промысловым трубопроводам в северных территориях, большую часть которых составляют многолетнемерзлые грунты (ММГ).

Главной спецификой многолетнемерзлых грунтов является содержание в них льда. При повышении температуры выше 0°C мерзлый грунт оттаивает, теряя не только прочность, но и другие важные свойства. Поэтому техногенное вмешательство, обусловленное возведением и дальнейшей эксплуатацией трубопроводов, непременно связано с постепенным повышением теплоты в грунтах, что в последующем ведет к различным изменениям положения трубопровода по ряду причин: осадка, пучение, всплытие.

В работе рассматривается негативный опыт использования подземного способа прокладки. Наглядным примером принятия существующих на данный момент решений, их реализации и эффективности может служить опыт эксплуатации существующего нефтеконденсатопровода (НКП).

На стадии проектирования были приняты следующие решения:

- применение труб с тепловой изоляцией в гидроизоляции;
- увеличение толщины стенки для обеспечения запаса прочности;
- использование термостабилизации грунтов;

- балластировка трубопровода пригрузами типа УБП, УТК, УЧК и КТ;
Однако в процессе эксплуатации в течение 2-х лет были выявлены:
- осадки трубопровода вследствие прогрессивного оттаивания основания ММГ;
- всплытие из-за заболачивания и накопления поверхностной воды над трубопроводом;
- размыв грунта засыпки траншеи и разрушение пригрузов КТ;
- наличие бугров пучения в местах прогрессивного оттаивания ММГ при наличии элементов термостабилизации грунтов сезонно-охлаждающими устройствами (ТСГ СОУ);
- потеря несущей способности ММГ в результате оттаивания.

Опыт эксплуатации НКП показывает, что классические технические решения не всегда пригодны и даже расточительны в финансовом отношении. Поэтому очевидна необходимость разработки и применения новых инженерных решений, способных предупредить отрицательное воздействие тепла для существующих, строящихся и проектируемых площадочных и линейных сооружений.

В работе представлена схема анкерного устройства (рис. 1), которая предполагает, что такое устройство будет выполнять важнейшие функции: балластировку против всплытия, опору против осадки и опору против возможного изменения положения трубопровода в горизонтальной плоскости.

Анкер содержит несущий элемент, в качестве которого используются сваи с системой термостабилизации грунта, что является гарантией зафиксированности. Сваи устанавливаются по обе стороны от трубопровода глубже ореола оттаивания. Тросы свободно огибают трубопровод сверху и снизу и крепятся к свае.

При определенной нагрузке (при выше допустимых значениях которой происходит защемление трубопровода) тросы будут рваться и, таким образом, сигнализировать эксплуатационной службе о необходимости проведения ремонта. Сигнал будет осуществляться посредством датчика, который будет свидетельствовать обрыв троса. Данный процесс будет сопровождаться смещением положения трубопровода. Однако своевременный ремонт будет способствовать устранению негативных последствий. Установка датчиков, распознающих сверхдопустимые значения нагрузок, будет осуществляться исходя из расчета шага, типа грунта, глубины заложения трубопровода.

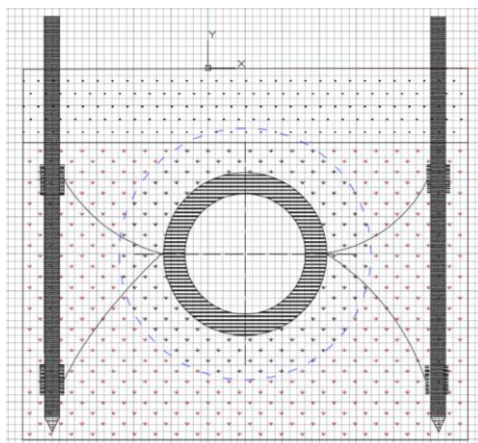


Рисунок 1 – Схема анкерного устройства для обеспечения проектного положения подземного трубопровода

Технический результат модернизированной методики крепления анкеров непосредственно к самому трубопроводу с помощью хомутов состоит в обеспечении устойчивого положения трубопровода, не защемляя его, поскольку сохраняется возможность продольных и поперечных перемещений благодаря свободно установленным тросам.

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: 620.179.18

РАЗРАБОТКА НОВОГО МЕТОДА НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ НАВЕДЕННЫМИ НИЗКОЧАСТОТНЫМИ ВИБРАЦИЯМИ

Ф.С. Кербников, А.А. Березняков, Прыгаев А.К.

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

В настоящее время в нефтегазовой отрасли остро стоит проблема диагностики труб малого диаметра. Все существующие методы диагностики являются экономически неэкономичными и технически сложными, поэтому промышленные трубопроводы, особенно трубопроводы малого диаметра никак не диагностируются. Это в свою очередь ведет к большому количеству аварий на промышленных нефтепроводах, т.к. срок эксплуатации значительной доли трубопроводного транспорта в России более 30 лет, а износ трубопроводных систем достигает 70%. Ежегодно Минэнерго отчитывается о более чем 10 000 аварий на нефтепроводах по всей стране, тогда как на магистральных нефтепроводах регистрируется менее 10 аварий в год. Значительная часть аварий приходится на промышленные нефтепроводы от скважин к ДНС и АГЗУ из-за отсутствия регулярной диагностики. Аварии ведут к существенным прямым финансовым потерям из-за утечки нефти, штрафам за экологический ущерб и репутационным издержкам. Группой студентов была выдвинута гипотеза о создании нового метода неразрушающего контроля (НК), который будет дешевле и проще уже су-

ществующих и позволит проводить диагностику трубопроводных систем малого диаметра.

Распространение низкочастотных колебаний в диапазоне 1—200 Гц в трубопроводе малоизучено, однако значительная доля оборудования имеет собственную частоту колебаний в пределах 1—200 Гц. Была выдвинута гипотеза об использовании собственных колебаний оборудования для диагностики объектов нефтегазовой отрасли. В случае, если использование колебаний оборудования затруднено, возможно использование внешнего источника колебаний (вибродинамика) для создания наведенных низкочастотных вибраций. Новый метод исключает использование сложного и дорогостоящего источника высокочастотных колебаний и позволяет проводить диагностику без вывода объекта из эксплуатации, т.к. вся аппаратура размещается снаружи. Это позволит упростить уже существующий метод НК направленными волнами, который использует ультразвуковые колебания. В зависимости от наличия и расположения дефекта на объекте закон распространения вибраций изменяется из-за наличия несплошности материала. Анализ зависимостей распространения колебаний по телу трубы от частоты позволит обнаружить дефект. Система может отслеживать вибрации оборудования в реальном времени при размещении датчиков по телу трубопровода и разработке ПО для автоматизации процесса диагностики.

В целях проверки выдвинутой гипотезы был смоделирован стенд для имитации вибраций работающего трубопровода. На каркас стенда на виброгазующих стяжках подвешен стол. На стол установлен динамик, создающий низкочастотные синусоидальные колебания. Над динамиком размещен охлаждающий элемент. Под динамик размещается объект исследования, на который при помощи динамика наводятся низкочастотные колебания. На исследуемый объект прикреплен датчик, снимающий параметры вибраций. Размещая датчик на разном удалении от динамика, можно проанализировать закон распространения вибраций. После исследования объекта без дефекта под динамиком размещается объект с идентичной геометрией сечения и дефектом. Сопоставляя закон распространения вибраций по объекту с дефектом и без, можно оценить влияние дефекта на распространение колебаний.

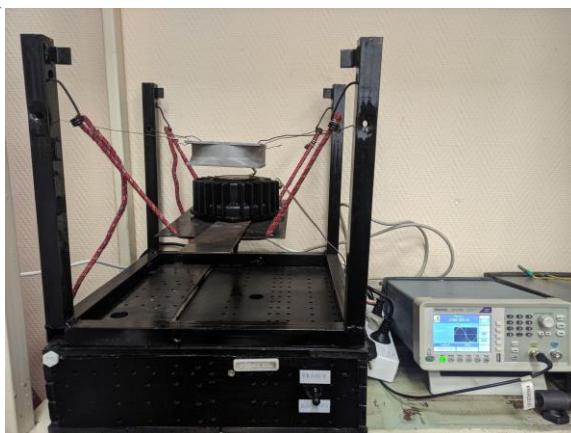


Рисунок 1 — Фото испытательного стенда

В целях подтверждения гипотезы были исследованы следующие образцы: прямоугольная пластина (прямоугольное сечение), пластина со сварным швом, трубы различных длин и диаметров (кольцевое сечение), трубы с различным

количеством дефектов и их расположением, трубы со следами реальной коррозии, заполненные жидкостью на 50 и 100%. Были получены и проанализированы графики зависимости распространения вибраций по объектам. Было выявлено влияние дефектов на распространение вибраций по объектам исследования, сделаны выводы о возможности применения метода для диагностики промысловых труб малого диаметра.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дубинов Ю.С., Кербников Ф.С., Савельева С. А. Разработка нового метода неразрушающего контроля нефтегазового оборудования наведенными низкочастотными вибрациями // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2022. № 1.
2. Дубинов Ю.С., Кербников Ф.С., Савельева С. А. Березняков А.А. Метод неразрушающего контроля линейной части труб малого диаметра, осуществляемых путем оценки собственных низкочастотных вибраций // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса ISSN 1999-6934
3. Ключев В. В. Неразрушающий контроль и диагностика: Машиностроение, 2003.

УДК 622.24

ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТЕЧЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА В ЦИЛИНДРИЧЕСКОМ ТРУБОПРОВОДЕ

*Б.М. Кумицкий, А.В. Дядина, В.В. Кобзарь, Д.В. Деревянкина,
ВГТУ, г.Воронеж*

Исследуется установившееся, осесимметрическое течение бурового раствора в горизонтальном цилиндрическом канале под действием постоянного перепада давления, создаваемого бурильным насосом.

Актуальность предлагаемого исследования определяется тем, что качество бурового раствора является важнейшей составляющей технологического процесса нефтебурения, в особенности горизонтальных скважин [1]. В связи с этим возникает необходимость в разработке рецептуры растворов, способствующих более качественному выполнению ими основных функций при соблюдении требований, предъявляемых к выбору бурового раствора.

С точки зрения реологии идеальными буровыми растворами считаются те, которые в нисходящем потоке обладают вязкостью, близкой к вязкости воды, а в восходящем – достаточную для выноса шлама на поверхность.

С целью реализации исследований реологических и гидродинамических параметров бурового раствора, а также установления связи между вязкими свойствами движущейся среды и гидродинамическим сопротивлением потока решается задача о течении нелинейновязкой жидкости в рамках реологической модели Оствальда-де Ваале.

Для этого рассмотрим стационарное, осесимметричное течение нелинейновязкой среды в горизонтальной трубе радиуса R в цилиндрических координатах (x, r) под действием постоянного градиента давления dP/dx .

В данном случае уравнение динамики для исследуемой жидкости имеет вид:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{d}{dr}(r\tau_{rx}) = - \left| \frac{dP}{dx} \right|, \quad (1)$$

в котором напряжение сдвига τ_{rx} входит вместе с градиентом осевой скорости течения среды dv_x/dr в реологическое уравнение *Оствальда-де Ваале*:

$$\tau_{rx} = K \cdot \left| \frac{dv_x}{dr} \right|^{n-1} \cdot \frac{dv_x}{dr} \quad (2)$$

Здесь K - консистентность раствора; n – степень вязкости; x – координата, направленная по оси трубы вдоль потока.

Интегрирование (2) с граничными условиями, обусловленными предположениями об идеальном прилипании вещества на стенках трубы и симметричности потока:

$$v_x(R) = 0; \quad \frac{dv_x}{dr} = 0 \text{ при } r = 0,$$

позволяет получить выражение для распределения осевой скорости по радиусу трубопровода:

$$v_x(r) = \frac{n \cdot R^{\frac{n+1}{n}}}{(n+1) \cdot (2k)^{1/n}} \cdot \left| \frac{dP}{dx} \right|^{1/n} \cdot \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^{\frac{n+1}{n}} \right] \quad (3)$$

Важность распределения (3) определяется тем, что с его помощью можно количественно определить гидравлические параметры, пригодные для практического использования: объемный расход Q и среднюю осевую скорость $\bar{v}_x$ по известным формулам:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot \int_0^R v_x \cdot r \cdot dr = \frac{n \cdot \pi \cdot R^3}{3 \cdot n + 1} \left(\frac{R}{2 \cdot k} \cdot \left| \frac{dP}{dx} \right| \right)^{1/n} \quad (4)$$

$$\bar{v}_x = \frac{Q}{\pi R^2} = \frac{\pi \cdot R}{3 \cdot n + 1} \cdot \left(\frac{R}{2 \cdot k} \cdot \left| \frac{dP}{dx} \right| \right)^{1/n} \quad (5)$$

В технических расчетах перепад давления в условиях течения жидкости в трубопроводе связывают известным уравнением Дарси-Вейсбаха [2]:

$$\left| \frac{dP}{dx} \right| = \xi \cdot \frac{\rho \cdot \bar{v}_x}{4 \cdot R} \quad (6)$$

где ρ - плотность исследуемой среды, ξ - коэффициент гидравлического сопротивления, характеризующий безразмерное падение давления на единицу длины канала.

Для случая модельной степенной среды с использованием выражения (5) связь ξ с реологическими константами n и k уравнения *Оствальда-де Ваале* имеет вид:

$$\xi = \left(\frac{6 \cdot n + 2}{n} \right)^2 \cdot \left| \frac{dP}{dx} \right|^{1-\frac{2}{n}} \cdot \frac{(2 \cdot k)^{2/n}}{\rho \cdot R^{1+2/n}} \quad (7)$$

Кроме этого, получено аналитическое выражение (3), показывающее нелинейную зависимость осевой скорости от радиуса канала; получены значения среднерасходных гидравлических характеристик, позволяющие количественно определить величины реологических констант модельной среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Петров, Н. А. Исследования безглинистой промывочной смеси Flo-pro для бурения горизонтального ствола скважин / Н. А. Петров, И. Н. Давыдова // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 3. – С. 21-28.
2. Исследование гидравлических характеристик потока водно-песчаной суспензии в трубе / О. В. Матвиенко, В. П. Базуев, И. С. Черкасов, А. Е. Литвинова // Вестник Томского государственного архитектурно-строительного университета. – 2020. – Т. 22. – № 2. – С. 129-144.

УДК 622.692.48

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И ВРЕЗОК МЕТОДОМ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УКЛОНА ПОД УСЛОВИЯ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

И.И. Латыпова, П.В. Виноградов, УГНТУ, г. Уфа

Из-за сложности контроля целостности трубопроводов и большой протяженности объектов нефтепроводной системы компании сталкиваются с проблемой возникновения несанкционированных врезок. Данный вид хищения нефти приводит к большому количеству отказов, а аварии, разливы нефти загрязняют окружающую среду. С ужесточением норм по экологии компании вынуждены нести убытки, выплачивая штрафы и устраняя причины отказов. Все более актуальным в трубопроводном транспорте становится вопрос усовершенствования существующих методик обнаружения несанкционированных врезок.

Существует ряд методов непрерывного контроля для идентификации утечек: метод «волны давления», балансовый метод, метод гидравлического уклона, комбинированные методы, акустический метод, волоконно-оптический метод [1]. Каждый из методов имеет свои достоинства и недостатки, в работе анализируется метод гидравлического уклона.

Данный метод основан на оценке отклонения давления. При появлении утечки расход до места утечки становится больше первоначального, а на участке после – меньше, что вызывает соответствующий перепад давлений, изменения отражаются на профиле давления в виде излома в месте возникновения утечки. Для описанного метода, как и для многих, существуют нерешенные задачи.

Целью работы является адаптация метода под неизотермический трубопровод, трубопровод с самотечными участками. Под влиянием температуры вязкость перекачиваемой жидкости меняется, что приводит к изменению гидравлического уклона без возникновения утечки. Наличие газовых шапок так же оказывает существенное влияние на эффективность метода.

Под поставленные задачи будет разработан алгоритм с применением моделирования и созданием программного кода, планируются промышленные

эксперименты, в результате которых будет сделан вывод о применимости полученного программного обеспечения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Отчет «РН-БашНИПИнефть» о научно-исследовательской работе «Проведение анализа и определение границ применимости методов обнаружения несанкционированных врезок в промысловые трубопроводы». – Уфа.: РН-БашНИПИнефть, 2019. – 216 с.
- 2 Мамонова, Т. Метод определения утечки из нефтепровода, основанный на разности во времени давления / Т. Мамонова // Томский политехнический университет. – 2013. – 31 января.
- 3 Мамонова Т.Е. Учёт геометрического профиля нефтепровода при определении параметров утечки. – Нефтегазовое дело, №2, 2012, с.85-102.

УДК 620.193.92

ОЦЕНКА КРИТЕРИЕВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ В ТРУБОПРОВОДЕ

А.А. Мазитова, УГНТУ, г. Уфа

Продолжительная эксплуатация трубопровода увеличивает вероятность нарушения его работоспособного состояния. Основной причиной, из-за которой это происходит, являются дефекты коррозионного типа, влияющие на количественные показатели прочностных характеристик трубопровода.

В зависимости от расположения дефектов изменяется их возможность взаимодействовать друг с другом. На этом основывается разделение дефектов на одиночные и взаимодействующие. Последние занимают большую долю среди опасных дефектов.

Целью работы является проверка применимости критериев взаимодействия коррозионных дефектов в трубопроводе. В случае непригодности критериев следует оценить погрешность их применения.

В ходе работы изучена научно-техническая литература по определению критериев взаимодействия дефектов (таблица 1).

Таблица 1 – Правила взаимодействия коррозионных дефектов

Источник	Предельное расстояние в продольном направлении $(S_l)_{lim}$	Предельное расстояние в окружном направлении $(S_c)_{lim}$	Критерий взаимодействия
РД 23.040.00-КТН-115-11	$4t$	$4t$	$S_l \leq (S_l)_{lim},$ $S_c \leq (S_c)_{lim}$
СТО Газпром 2-2.3-112-2007	$2\sqrt{D_H t}$	$\pi\sqrt{D_H t}$	
ASME B31G (2012)	$3t$	$3t$	
Kiefner and Vieth (1990)	$\min(6t, l_m, l_n)$	$\min(6t, w_m, w_n)$	

Pipeline Operator Forum (2005)	25,4 мм	6t	
t – толщина стенки трубы; D_n – наружный диаметр трубы; l_m, l_n – продольная протяженность коррозионного дефекта; w_m, w_n – окружная протяженность коррозионного дефекта; S_l – продольное расстояние между соседними дефектами; S_c – окружное расстояние между соседними дефектами.			

В результате анализа представленных в работе методик можно сделать вывод, что основу практически всех методик составляет сравнение продольного и окружного расстояния между коррозионными дефектами с соответствующими предельными значениями.

Для достижения цели работы необходимо определить расстояние, на котором дефекты начинают взаимодействовать друг с другом, и сравнить его с рассмотренными предельными значениями, чтобы определить достоверность критерия.

В рамках данной работы в программном комплексе ANSYS разработана модель участка трубопровода с коррозионным дефектом и проведен расчет напряжений в стенке трубы в прилегающей к дефекту области от внутреннего давления (рисунок 1). При расчете изменяются геометрические параметры дефектов и трубы. По результатам расчета определяется расстояние, на которое действует напряжение от дефекта. В дальнейшем складываются расстояния между двумя возможными дефектами и данный результат сравнивается с критериями взаимодействия.

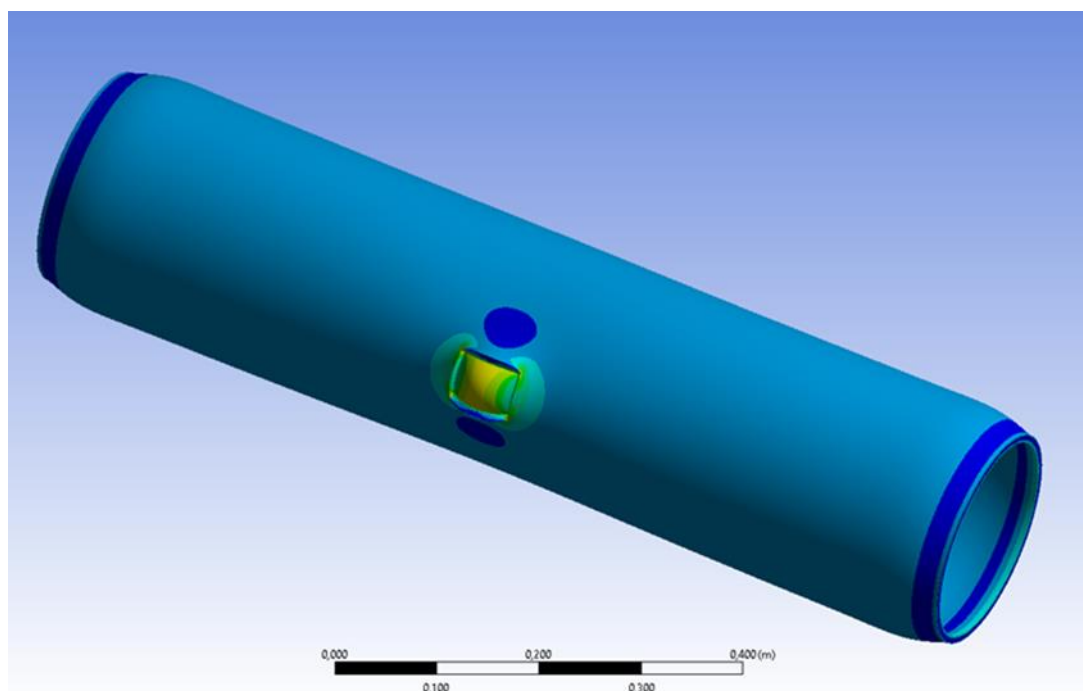


Рисунок 1 – Модель участка трубопровода с коррозионным дефектом

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.
2. Mondal, B.C. Interaction of multiple corrosion defects on burst pressure of pipelines / Bipul Chandra Mondal, Ashutosh Sutra Dhar // Canadian Journal of Civil Engineering. – 2017.

УДК 621.643.03

РАСЧЕТ УСИЛИЯ, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ВВОДА ОЧИСТНОГО УСТРОЙСТВА ЧЕРЕЗ ВРЕМЕННЫЙ УЗЕЛ

П.Е. Шавиуков, Р.Н. Кунафин, УГНТУ, г. Уфа

Для очистки и диагностики участков, на которых не предусмотрена установка стационарных камер пуска-приёма средств очистки и диагностики (КППСОД), могут применяться мобильные КППСОД.

Существуют различные конструкции таких устройств, отличающиеся между собой различными технологическими элементами. Однако, подавляющее большинство существующих технологий имеют значительный недостаток: они используют технологическую обвязку для запасовки СОД внутрь трубопровода.

Предлагаемая технология позволит решить эту проблему путём применения электрического или гидравлического привода для запасовки снаряда внутрь трубопровода, что исключает необходимость в применении обвязки. Ниже приведён расчёт необходимого усилия привода на примере очистного устройства (ОУ) с двумя полиуретановыми дисками.

Исходные данные:

μ (коэффициент трения полиуретана по стали) = 0,3;

D_n (наружный диаметр трубопровода) = 219 мм;

$D_{вн}$ (внутренний диаметр трубопровода) = 203 мм;

$D_{оу}$ (диаметр дисков очистного устройства) = 205 мм;

D_n (диаметр входного патрубка) = 203 мм;

$t_{оу}$ (толщина дисков очистного устройства) = 16 мм;

D_o (диаметр отверстия в трубопроводе) = 195 мм;

$t_{тр}$ (толщина стенки трубопровода) = 8 мм;

E (модуль упругости полиуретана) = 25 МПа.

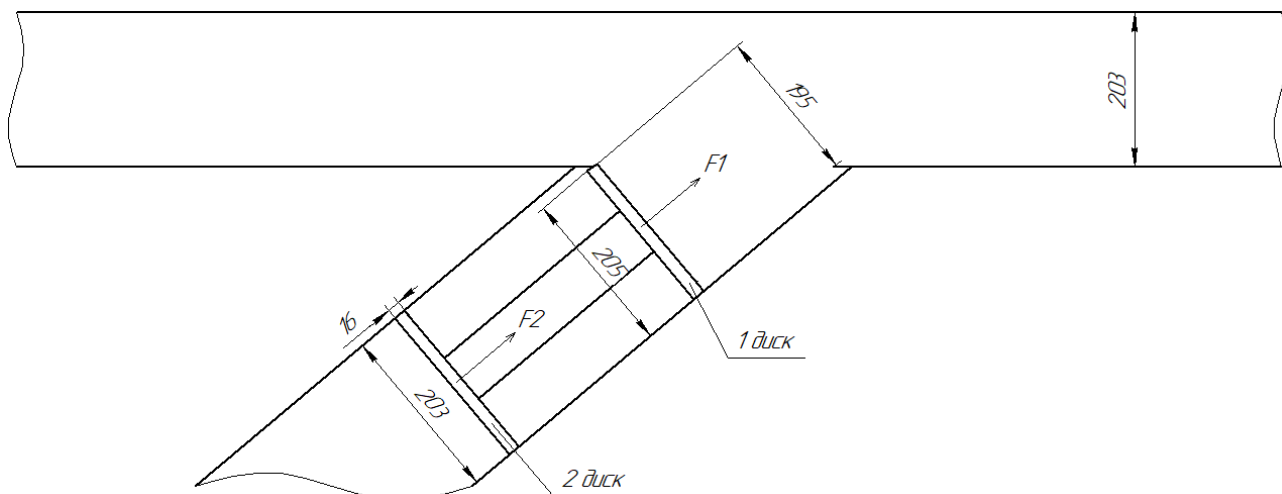


Рисунок 1 – Схема к расчёту

Наибольшее усилие при введении ОУ в трубопровод будет возникать при прохождении первого диска через отверстие в стенке трубопровода, поскольку участок имеет наименьшее проходное сечение.

1) Усилие, необходимое для проталкивания первого диска:

$$F_1 = \mu \cdot N_1,$$

где N_1 – сила реакции опоры (стенки трубопровода);

$$N_1 = \sigma_1 \cdot S_1,$$

где σ_1 – напряжения, возникающие в результате сжатия первого диска;

$$\sigma_1 = E \cdot \varepsilon_1,$$

где ε_1 – относительная деформация первого диска;

$$\varepsilon_1 = \frac{D_{oy} - D_o}{D_{oy}} = \frac{205 - 195}{205} = 0,00488;$$

S_1 – площадь контакта первого диска и отверстия в трубопроводе;

$$\sigma_1 = E \cdot \varepsilon_1 = 25 \cdot 0,00488 = 1,22 \text{ МПа};$$

$$S_1 = \pi D_o t_{oy} = \pi \cdot 0,195 \cdot 0,016 = 0,0098 \text{ м}^2;$$

$$N_1 = \sigma_1 \cdot S_1 = 1,22 \cdot 10^6 \cdot 0,0098 = 11947 \text{ Н};$$

$$F_1 = \mu \cdot N_1 = 0,3 \cdot 11947 = 3584,2 \text{ Н}.$$

2) Усилие, необходимое для проталкивания второго диска:

$$F_2 = \mu \cdot N_2,$$

где N_2 – сила реакции опоры (стенки входного патрубка);

$$N_2 = \sigma_2 \cdot S_2,$$

где σ_2 – напряжения, возникающие в результате сжатия второго диска;

$$\sigma_2 = E \cdot \varepsilon_2,$$

где ε_2 – относительная деформация второго диска;

$$\varepsilon_2 = \frac{D_{oy} - D_n}{D_{oy}} = \frac{205 - 203}{205} = 0,0098;$$

S_2 – площадь контакта второго диска и входного патрубка;

$$\sigma_2 = E \cdot \varepsilon_2 = 25 \cdot 0,0098 = 0,244 \text{ МПа};$$

$$S_2 = \pi D_n t_{oy} = \pi \cdot 0,203 \cdot 0,016 = 0,0102 \text{ м}^2;$$

$$N_2 = \sigma_2 \cdot S_2 = 0,244 \cdot 10^6 \cdot 0,01 = 2487,5 \text{ Н};$$

$$F_2 = \mu \cdot N_2 = 0,3 \cdot 2487,5 = 746,2 \text{ Н}.$$

3) Итоговое усилие:

$$F = F_1 + F_2 = 3584,2 + 746,2 = 4330,4 \text{ Н}.$$

По полученному значению итогового усилия, подбирается универсальный электрический или гидравлический привод, способный развивать данное усилие.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Повышение эффективности очистки внутренней полости магистрального нефтепровода путем внедрения очистных устройств современных конструкций [Электронный ресурс] <https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/40943/1/TPU413702.pdf> (дата обращения 26.10.2022).
- 2 Белкин А. Е., Даштиев И. З., Лонкин Б. В., Моделирование вязкоупругости полиуретана при умеренно высоких скоростях деформирования // Мат. моделир. и числ. методы, 2014, вып. 3, с. 39-54.

УДК 622.692.1

АЛГОРИТМ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПО РЕМОНТУ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.А. Шамбазов, УГНТУ, г. Уфа

Основными издержками при эксплуатации промысловых трубопроводов на сегодняшний день являются работы по устранению их высокой аварийности, вследствие чего скорость и правильность выбора необходимого вида ремонта поможет снизить затраты на дальнейшую эксплуатацию трубопровода.

Целью работы является создание стандартизированного алгоритма и систематизация процесса назначения ремонтных работ для промысловых трубопроводов по результатам внутритрубной диагностики (ВТД).

В работе выполнен подбор и анализ существующих нормативно-регулирующих документов и был выбран наиболее подходящий под условия задачи документ. Созданы алгоритмы по анализу выявленных дефектов по результатам ВТД, расчету остаточного ресурса секции трубы с дефектами и назначению необходимого вида ремонта.

Общий порядок выполнения алгоритма представлен на рисунке 1. Исходными данными для анализа являются тип, геометрия выявленных дефектов и их расположение на секции трубопровода, данные прошлых ВТД и наличие или отсутствие ремонтных конструкций на секции вместе с местом их установки.

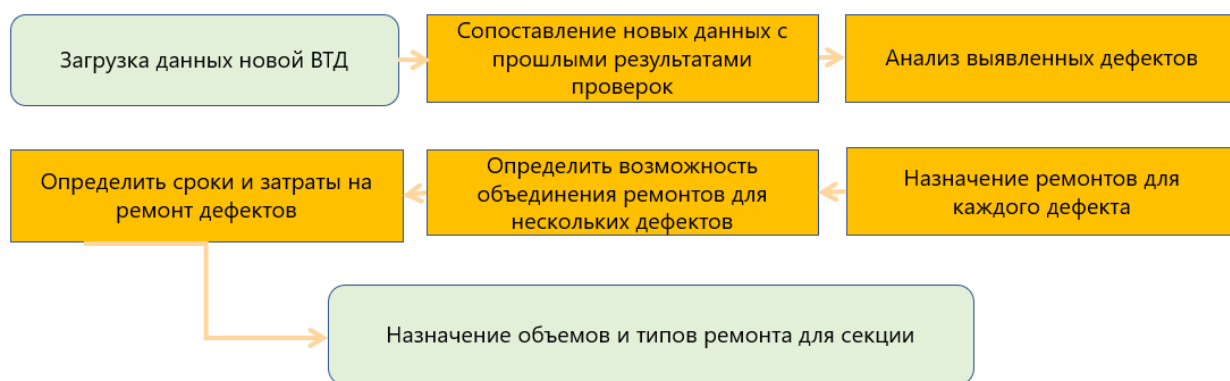


Рисунок 1 – Общий порядок выполнения алгоритма

В таблице 1 представлен перечень параметров ввода исходных данных, необходимые для них значения и источник [1].

При анализе дефектов основополагающим фактором является расстояние между дефектами, если расстояние меньше величины равной четырем толщинам стенки данный, то данный дефект является: объединенным, если все дефекты относятся к типу потеря металла, комбинированным, если дефекты относятся к различным типам.

Таблица 1 – Перечень параметров ввода исходных данных

Параметр	Значения	Источник
Дефект, подлежащий ремонту	Глубина, ширина, длина	Отчет по диагностике
Типы ремонтов дефектов	-	Руководящий документ
Данные по типам предыдущих ремонтов	-	Паспорт трубопровода

В работе рассматриваются 5 основных видов ремонта: вырезка секции трубопровода, ремонт вырезкой катушки ремонтного участка, ремонт сваркой или контролируемой шлифовкой, использование ремонтной муфты.

При алгоритме назначения ремонтов учитываются особенности каждого вида ремонта и дефектов, к которым они относятся, учитывается порядок выполнения и общие затраты, по результатам которой назначается окончательный вид ремонта. К общим затратам относятся: проектно-изыскательные работы, материально-технический ресурс, строительно-монтажные работы, стоимость перебазировки техники и аренды земли.

Применение предлагаемых алгоритмов выбора ремонтных работ упростит анализ и повысит скорость принятия решений на производстве для участков, нуждающихся в ремонте.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Отчет «РН-БашНИПИнефть» о научно-исследовательской работе «Разработка алгоритмов и программных модулей для системы мониторинга технологического состояния промышленных трубопроводов». – Уфа.: РН-БашНИПИнефть, 2021. – 83 с.

ИЗУЧЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ КОРРЕЛЯЦИЙ ВЯЗКОСТИ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ

Т.Р. Юсупов, УГНТУ, г. Уфа

На технологию транспортировки нефти в той или иной мере влияют ее физические свойства, такие как плотность, вязкость, текучесть, температура застывания.

Вязкость нефти оказывает наиболее сильное влияние на условия её транспортировки. Вязкостью или внутренним трением называется свойство, проявляющееся в сопротивлении, которое нефть оказывает при перемещении одной ее части относительно другой под влиянием действия внешней силы.

При увеличении вязкости перекачиваемой нефти повышается коэффициент гидравлического сопротивления. Это приводит к увеличению энергозатрат на перекачку продукта, а именно требуется большее количество насосных агрегатов и использование мощных электродвигателей, что создает большие потери напора и быстрый износ оборудования.

Для выполнения гидравлических расчётов трубопроводов необходимо знать вязкость нефти в условиях перекачки. Наиболее точным способом оценки вязкости являются лабораторные исследования реологических параметров нефти. Но не всегда результаты данных исследований есть в наличии. Для оценки вязкости нефтей существует несколько расчётных формул, в научной практике они называются корреляциями (таблица 1). В формулах используются единицы измерения плотности API (единица измерения плотности нефти, разработанная Американским институтом нефти). Для перевода данных единиц в кг/м³ используется формула 1:

$$\rho_{API} = 141,5 / \rho - 131,5, \quad (1)$$

где ρ_{API} - плотность нефти, выраженная в градусах API,

ρ - плотность нефти, выраженная в г/см³.

Обратный пересчёт выполняется по формуле 2:

$$\rho = 141,5 / (\rho_{API} + 131,5). \quad (2)$$

Большинство данных формул корреляций дают значение динамической вязкости, но для гидравлического расчета нефтепровода согласно СП 36.13330.2012 необходимо использование значений кинематической вязкости, поэтому после расчета динамической вязкости необходимо вычислить кинематическую вязкость согласно формуле 3:

$$\nu = \mu / \rho. \quad (3)$$

где μ – динамическая вязкость;

ρ - плотность в кг/м³.

Сравнение значений вязкости, полученных по рассмотренным корреляциям, с фактическими данными показывает существенное расхождение.

Для получения более точных данных необходимо ввести в корреляции поправочные коэффициенты. Это позволит определить наиболее достоверные показатели вязкости нефти.

Таблица 1 – Корреляции нефти

Название корреляции	Формула	Область применения
Беггса и Робинсона	$\mu_{od}=10^X-1$, где $x = yT^{1,163}$; $y = 10^z$; $z = 3,0324-0,02023 \cdot \rho_{API}$.	Для $16 < API < 58$
Де Гетто	$\mu_{od}=10^X-1$, где $x = 10^y$ $y = 1,90296 - 0,012619 \cdot \rho_{API} - 0,61748 \cdot \log_{10}(T)$	Для $API < 10$
	$\mu_{od}=10^X-1$, где $x=10^y$; $y = 2,06492 - 0,0179 \cdot \rho_{API} - 0,70226 \cdot \log_{10}(T)$	Для $10 < API < 22,3$
	$\mu_{od}=c[\log_{10}(\rho_{API})]^d$, где $c = 220,15 \cdot 10^9 \cdot T^{-3,556}$; $d = 12,5428 \cdot \log_{10}(T) - 45,7874$	Для $22,3 < API < 31,3$
	$\mu_{od} = 10^x - 1$, где $x = 10^y$; $y = 1,67083 - 0,017628 \cdot \rho_{API} - 0,61304 \cdot \log_{10}(T)$.	Для $API > 31,3$
Glaso	$\mu_{od} = c[\log_{10}(\rho_{API})]^d$, где $c=3,141 \cdot 10^{10} \cdot T^{-3,444}$; $d = 10,313 \cdot \log_{10}(T) - 36,447$.	Нет ограничений
Картоатмодьо и Шмидт	$\mu_{od} = c[\log_{10}(g_{API})]^d$, где $c=16 \cdot 10^8 \cdot T^{-2,8177}$; $d = 5,7526 \cdot \log_{10}(T) - 26,9718$.	Нет ограничений
Петроски и Фаршад	$\mu_{od}=c[\log_{10}(g_{API})]^d$, где $c=2,3511 \cdot 10^7 \cdot T^{-2,10255}$; $d = 4,59388 \cdot \log_{10}(T) - 22,82792$.	Нет ограничений
Hossain	$\mu_{od}=10^{A \cdot T^B}$, где $A = -0,71523 \cdot g_{API} + 22,13766$; $B = 0,269024 \cdot g_{API} - 8,268047$.	Для $10 < API < 22,3$
Elsharkawy и Alikhan	$\mu_{od}=10^X-1$, где $x=10^y$; $y=2,16924-0,02525 \cdot \rho_{API}-0,68875 \cdot \log_{10}(T)$.	Для $20 < API < 48$

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Соколов, М. Г. Проблемы транспортировки высоковязкой и парафинистой нефтяной эмульсии / М. Г. Соколов. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 2 (136). — С. 197-200. — URL: <https://moluch.ru/archive/136/38053> / (дата обращения: 18.04.2022).
- Хадавимогаддам Ф. Разработка методики расчета и прогнозирования основных свойств нефти с использованием экспериментальных данных при неполной исходной информации. – Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М.: РГУНГ (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021, 166 с.
- Jia-Bin Wu, Li Li. Pipeline Pressure Loss in Deep-Sea Hydraulic Systems Considering Pressure-Dependent Viscosity Change of Hydraulic Oil./ Open AccessArticle. - College of Mechanical and Electrical Engineering, Central South University, Changsha, 2021.
- Moshfeghian M. «Effect of Chemical Additive on Crude Oil Pipeline Pressure Drop»/ PetroSkills, February 2021.
- Halloran, M.D., «Taming Crude Behavior: Understanding production Additives – Part 1», PennEnergy, Oil & Gas, September 22, 2014.

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ

«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ

ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

К 70-ЛЕТИЮ КАФЕДРЫ ТХНГ	21
1. АНАЛИЗ ОБЩИХ ПРОБЛЕМ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ <i>Э.Р. Абзалов, УГНТУ, г. Уфа</i>	24
2. АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ <i>Х. Алмнезель, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва</i>	25
3. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ <i>Д.А. Альмухаметова, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа</i>	27
4. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СУТОЧНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ СТАНЦИЯМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ВРЕМЕННЫХ РЯДОВ И НЕЙРОСЕТЕВЫХ МОДЕЛЕЙ <i>Д.М. Артёмов, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина</i>	29
5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА И РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУСТЕРНОЙ СМЕСИ ДЛЯ ЗАМЕЩЕНИЯ ЗАСТЫВАЮЩЕЙ НЕФТИ НА ПЕРИОД ОСТАНОВКИ И ХОЛОДНОГО ПУСКА НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ УЧАСТКОВ ГОРЯЧЕГО НЕФТЕПРОВОДА <i>Н.А. Атрощенко, УГНТУ, г. Уфа</i>	30
6. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ СОПРОВОЖДЕНИЯ ВНУТРИТРУБНЫХ СНАРЯДОВ <i>Р.В. Багаутдинов, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа</i>	31
7. ЛАБОРАТОРНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА <i>Р.Р. Багаутдинова, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа</i>	32
8. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НЕУСТАНОВИВШИХСЯ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕПРОВОДЕ ПРИ РЕЗКОМ И ПЛАВНОМ ОТКРЫТИИ СЕЧЕНИЯ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ УТЕЧКИ ИЛИ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОЙ ВРЕЗКИ <i>В.В. Бараков, Р.А. Шестаков, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва</i>	33
9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ШАРОВОГО КРАНА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ <i>А.А. Баркова, Д.Г. Салбиев, МГТУ им. Н.Э. Баумана, г. Москва</i>	35
10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ШАРОВОГО КРАНА КАК ЭЛЕМЕНТА ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ <i>А.А. Баркова, Д.Г. Салбиев, МГТУ им. Н.Э. Баумана, г. Москва</i>	37
11. ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ НАДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В РАЙОНАХ СПЛОШНОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД <i>А.М. Батыров, И.А. Шаммазов, Д.И. Сидоркин, СПбГУ, Санкт-Петербург</i>	39
12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ РЫНКА ИНЖИНИРИНГА В РОССИИ <i>А.Р. Бахтизина, С.А. Кесаев, С.В. Малинин, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>	41
13. ПРИМЕНИМОСТЬ МОДЕЛИ SPH-FEM ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ХАРАКТЕРА СЕЙСМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КРИОГЕННЫЙ РЕЗЕРВУАР ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА <i>А.В. Бедрин, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа</i>	46
14. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЛАНОВО-ВЫСОТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С СЕЗОННЫМ РАСТЕПЛЕНИЕМ ГРУНТОВЫХ ОСНОВАНИЙ <i>С.Г. Бельский, М.Ю. Земенкова, ТИУ Институт транспорта, г. Тюмень</i>	47
15. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ <i>Д.А. Бороненков, Д.М. Якобсон, РУДН, г. Москва</i>	49
16. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ НА ОСНОВЕ КЛАСТЕРИЗАЦИИ РАЗНОРОДНОЙ ДИАГНОСТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ И ПОИСКА АНОМАЛИЙ В ДАННЫХ <i>А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа</i>	51

17. МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ СРЕДЫ В ЗАСТОЙНЫХ ЗОНАХ ПРИ ПРОМЫВКЕ ТОВАРНОЙ НЕФТЬЮ <i>А.Т. Валиев^а, А.Д. Хажиев^б, Г.Н. Юнусова^б, Л.П. Худякова^б, И.Р. Фархетдинов^{а,б}, Р.А. Харисов^{а,б}</i> <i>а – УГНТУ, б – НТЦ трубопроводного транспорта ООО «НИИ Транснефть»</i>	52
18. АНАЛИЗ ПРИЧИН ОБРАЗОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ДЕФЕКТОВ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБНЫХ СЕКЦИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ. <i>А.Т. Валиев^а, А.Д. Хажиев^б, Г.Н. Юнусова^б, Л.П. Худякова^б, И.Р. Фархетдинов^{а,б}, Р.А. Харисов^{а,б}</i> <i>а – УГНТУ, б – НТЦ трубопроводного транспорта ООО «НИИ Транснефть»</i>	53
19. ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА <i>В.Н. Валова, УГНТУ, г. Уфа</i>	56
20. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КРИОГЕННОГО ТРУБОПРОВОДА ВЫНОСНОГО СООРУЖЕНИЯ НАЛИВА СПГ <i>И.М. Ванчуров, Р.А. Шестаков, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина</i>	58
21. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕЛЕСКОПИЧНОСТИ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА НА ПРОЦЕСС СМЕШЕНИЯ ПАРТИЙ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ <i>И.М. Ванчуров, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва</i>	60
22. О НЕОБХОДИМОСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ <i>Т.И. Вафин, ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Уфа», А.К. Гумеров, УГНТУ, г. Уфа</i>	61
23. АНАЛИЗ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УЧЕТА ГАЗА В КАЧЕСТВЕ МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПРЕДПРИЯТИЯ <i>Р.В. Ваишур, О.В. Тарасова, ТИУ, г. Тюмень</i>	63
24. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСТРОЙСТВ УЧЕТА ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ГАЗОТРАНСПОРТНОМ ПРЕДПРИЯТИИ <i>Р.В. Ваишур, О.В. Тарасова, ТИУ, г. Тюмень</i>	65
25. МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА С УЧЕТОМ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ НЕСОВЕРШЕНСТВ И ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ЕГО НАДЕЖНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ <i>К.А. Габбасова, Е.Г. Трифонов, УГНТУ, г. Уфа</i>	67
26. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ ОБОЛОЧЕК В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ <i>Р.Р. Габдинуров, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа</i>	68
27. МЕТОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ПРИ ВЛИЯНИИ СЕЗОННЫХ ТЕМПЕРАТУР <i>А.Т. Габдрахимов, В.И. Муратова, Д.К. Камалиев, Р.Р. Фарухшина, УГНТУ, г. Уфа</i>	70
28. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ СТРАВЛИВАНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗОВОГО ЭЖЕКТОРА <i>Э.М. Галявиев, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа, И.Р. Кадыров, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа</i>	72
29. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ В СИСТЕМАХ СБОРА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ, ВОДЫ И ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ <i>А.А. Гарифуллин, Р.М. Каримов УГНТУ, г. Уфа</i>	74
30. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ СКЛОНОВЫХ ПРОЦЕССОВ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ <i>Е.А. Гильмияров, ТИУ, г. Тюмень</i>	75
31. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ В ТРАССОВЫХ УСЛОВИЯХ <i>М.А. Гладких, Т.В. Дмитриева, УГНТУ, г. Уфа</i>	77
32. ОБ ОПТИМИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК <i>Н.Н. Голунов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	79
33. ТРАНСПОРТИРОВКА ВОДОРОДА ПО ГАЗОПРОВОДАМ В ВИДЕ МЕТАНОВОДОРОДНОЙ СМЕСИ <i>Н.М. Дарсалия, Р.Р. Фарухшина, УГНТУ, г. Уфа</i>	81
34. Разработка техники и технологии для повышения ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА РЕМОНТНЫХ РАБОТ С ВЫРЕЗКОЙ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ <i>Э.Р. Джемильев, И.А. Шаммазов, Д.И. Сидоркин, СПГУ, г. Санкт-Петербург</i>	83

35. СПЕЦИФИКА ФОРМИРОВАНИЯ ИЗНАШИВАЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В УЗЛАХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ СКОРОСТЕЙ ДВИЖЕНИЯ ПОТОКА ГАЗА <i>О.Б. Дубинова, О.Ю. Елагина, Ю.С. Дубинов, А.К. Прыгаев</i> <i>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	85
36. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИКИ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ <i>С.М. Дудин, ТИУ г. Тюмень</i>	86
37. АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА <i>И.Д. Ежова, А.М. Ревазов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	88
38. ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ ВНУТРИТРУБНОГО ДЕФЕКТΟΣКОПА НА ОСНОВЕ СОЗДАВАЕМОГО ИМ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЙ <i>М.А. Жажин, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	90
39. РАСЧЁТ СИСТЕМЫ ПРИЁМА, ХРАНЕНИЯ И РЕГАЗИФИКАЦИИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ АВТОНОМНОМ ГАЗОСНАБЖЕНИИ ОТДАЛЁННОГО НАСЕЛЁННОГО ПУНКТА <i>Д.В. Зайкин, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	92
40. ПРОМЫВКА ТРУБОПРОВОДОВ ВОДНО-УГЛЕВОДОРОДНЫМИ ОБРАТНЫМИ ЭМУЛЬСИЯМИ СОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ И ХИМРЕАГЕНТОВ <i>Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа</i>	93
41. ТРАНСПОРТ СВЕРХТЯЖЕЛЫХ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В ВИДЕ БИНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ИНВЕРТНОГО ТИПА <i>Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа</i>	94
42. АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ЗОН ПОРАЖЕНИЯ (УДАРНАЯ ВОЛНА, РАЗЛЕТ ОСКОЛКОВ, ТЕРМИЧЕСКАЯ РАДИАЦИЯ) ПРИ АВАРИЯХ НА УЧАСТКАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ <i>Е.О. Карманов, Г.Г. Васильев,</i> <i>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	95
43. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТУРБУЛЕНТНОГО ТЕЧЕНИЯ ВЯЗКОУПРУГИХ ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ С ДОБАВЛЕНИЕМ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК С УЧЕТОМ МЕХАНИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ ПОЛИМЕРОВ <i>Ф.А. Карпов, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа</i>	98
44. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО СЛОЯ ИЗ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ <i>Д.А. Каширина, УГНТУ, г. Уфа</i>	100
45. НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА СРЕДСТВАМИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ И НАРУЖНОГО КОНТРОЛЯ <i>Д.О. Кемашов, УГНТУ, г. Уфа</i>	102
46. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ АНАЛИЗА ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ <i>С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа, Ю.В. Колотилов, ООО "Промышленно-коммерческая фирма "Вертикаль", г. Москва, И.В. Гладков, РГУНГ им. И.М. Губкина, г. Москва, И.Г. Воеводин, АГУ, г. Астрахань, С.В. Сельвесюк, МГОУ им. В.С. Черномырдина, г. Москва</i>	104
47. ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ РЕМОНТНОГО КОНСОРЦИУМА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ <i>Ю.В. Колотилов, ООО "Промышленно-коммерческая фирма "Вертикаль", г. Москва, И.В. Гладков, РГУНГ им. И.М. Губкина, г. Москва, И.Г. Воеводин, АГУ, г. Астрахань, С.В. Сельвесюк, МГОУ им. В.С. Черномырдина, г. Москва, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	106
48. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ КРИСТАЛЛОГИДРАТОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ <i>Я.А. Коннов, В.Б. Барахнина, К.А. Маликова, УГНТУ, г. Уфа</i>	108
49. ФОРМАЛЬНЫЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ЖИДКОСТИ ПРИ ТУРБУЛЕНТНОМ ДВИЖЕНИИ В ТРУБОПРОВОДЕ КРУГЛОГО СЕЧЕНИЯ <i>Н.Г. Коноплев, Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа</i>	109
50. ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УГЛА ПОВОРОТА ВОЛОКОН В СОСТАВЕ СЛОЯ-МАТРИЦЫ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА И РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ СПГ <i>Д.А. Корниенко, А.Н. Галанский, Ю.С. Дубинов, РГУ НГ (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва</i>	111

51. АНАЛИЗ ПРИЧИН РАЗРУШЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ <i>М.Н. Назарова, Национальная ассоциация СПГ, г. Санкт-Петербург,</i> <i>Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа</i>	113
52. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПЛАНИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ТРУДНОДОСТУПНЫХ ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ВНЕДРЕНИИ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ <i>Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа</i>	114
53. ИССЛЕДОВАНИЕ СНИЖЕНИЯ РИСКОВ БЕЗОПАСНОСТИ, СВЯЗАННЫХ С ПРОЕКТАМИ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ <i>О.А. Курасов, ТПУ, г. Томск</i>	116
54. УПРАВЛЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ТРУБОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ АНАЛИЗА РИСКОВ <i>О.А. Курасов, ТПУ, г. Томск</i>	118
55. ПОДГОТОВКА ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОДЫ ДЛЯ НУЖД НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ <i>А.А. Кутушев, Е.А. Локишина, Б.Н. Мاستобаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	120
56. ВЛИЯНИЕ МЕТАНО-ВОДОРОДНОЙ СМЕСИ НА ИЗМЕНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ <i>С.В. Лаврова, РГУНГ, г. Москва</i>	121
57. РАЗРАБОТКА СТРАТЕГИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ АВТОЗАПРАВОЧНОЙ СТАНЦИИ <i>Л.А. Латытова, К.А. Маликова, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев, УГНТУ, г. Уфа</i>	122
58. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТОЧКИ ОТБОРА ТОПЛИВНОГО ГАЗА <i>А.С. Люкин, ООО «Газпром трансгаз Чайковский», г. Чайковский, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	124
59. ОПТИМИЗАЦИЯ РАСЧЕТА УЩЕРБА ОТ АВАРИЙНОЙ УТЕЧКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ <i>К.А. Маликова, С.Д. Барахнина, Я.А. Коннов, УГНТУ, г. Уфа</i>	126
60. ПРИМЕНЕНИЕ СИЛЬФОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ <i>В.А. Мишкин, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа</i>	128
61. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТРУЙНО-ЭЖЕКТОРНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРЕ <i>А.А. Назырова, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа</i>	130
62. ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАЩИТНЫХ ДЕЙСТВИЙ КОМБИНИРОВАННОГО АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ <i>О.А. Насибуллина, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, УГНТУ, г. Уфа</i>	132
63. ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ТРУБНЫХ СТАЛЕЙ ПРИ ДЕЙСТВИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ <i>О.А. Насибуллина, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, УГНТУ, г. Уфа</i>	133
64. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НАПОРА НА ТРЕНИЕ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ <i>Ч.И. Нурмухамедов, УГНТУ, г. Уфа</i>	135
65. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УСТОЙЧИВОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА <i>А.А. Ольков, Д.А. Бороненков, РУДН, г. Москва</i>	136
66. УЛЬТРАЗВУКОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ КАК СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ <i>Г.М. Орлова, Т.А. Иванова, В.А. Самойлов СамГТУ, г. Самара</i>	138
67. РАСЧЕТ ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА ТПА <i>К.А. Османов, Р.Г. Рыскулов, УГНТУ, г. Уфа</i>	140
68. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ТУРБОДЕТАНДЕРА НА ГРС <i>А.А. Палаев, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа</i>	141
69. ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВА ДЛЯ ГОРЯЧИХ НЕФТЕПРОВОДОВ <i>П.В. Петренко, УГНТУ, г. Уфа</i>	141
70. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МОРСКОГО УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА НА ШЕЛЬФЕ ГАИАНЫ <i>А.Д. Петти (Гайана), М.М. Бердник (Россия), РУДН, г. Москва</i>	143

71. ПРИМЕНЕНИЕ СРЕДСТВ АКТИВНОЙ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ	
<i>А.Ю. Романов, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	145
72. БАЛЛАСТНЫЕ ВОДЫ КАК ОДИН ИЗ ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АКВАТОРИИ МОРЕЙ И ОКЕАНОВ	
<i>Н.А. Рябчиков, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа</i>	147
73. УСТАНОВКА РЕКУПЕРАЦИИ ПАРОВ КАК СПОСОБ СОХРАНЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА МОРСКОМ НЕФТЕНАЛИВНОМ ТЕРМИНАЛЕ	
<i>Д.З. Сабахов, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа</i>	149
74. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН ПРИ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	
<i>Н.О. Сапоженков</i>	150
75. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИМПОРТНЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ВО ВРЕМЯ ПЛАНОВЫХ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ЛИМИТИРУЮЩЕМ УЧАСТКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА	
<i>С.К. Сахаров, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа</i>	151
76. ИСТОРИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПЕРВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ИЗУЧЕНИЮ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА НЕФТИ	
<i>С.А. Севницкий¹, А.Р. Валеев²,¹ ФБУ Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в РБ, г. Уфа, ² УГНТУ, г. Уфа</i>	153
77. РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ РОБОТИЗИРОВАННЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ	
<i>Ю.А. Седелев, ООО «ЭНТЭ»</i>	155
78. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИНЦИПОВ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА	
<i>М.А. Стукалова, ООО «Газпром ПХГ», г. Калининград, ЮВ. Колотилов, ООО "Промышленно-коммерческая фирма "Вертикаль", г. Москва, И.В. Гладков, РГУНГ им. И.М. Губкина, г. Москва</i>	
<i>А.Ю. Захарина, РГУНГ им. И.М. Губкина, г. Москва</i>	156
79. АГЕНТЫ СНИЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДАХ	
<i>А.В. Токаренко, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	158
80. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕКАЧКА НЕФТЕЙ С РАЗЛИЧАЮЩЕЙСЯ ВЯЗКОСТЬЮ И ИХ СМЕСЕЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ УЧАСТКУ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА	
<i>А.В. Токаренко, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	158
81. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПРИ СЖИГАНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА	
<i>Э.Ф. Усманов, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа</i>	160
82. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ЗАЩИТЫ РВС, НАПРАВЛЕННЫХ НА КОМПЕНСАЦИЮ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ПРИ УМЕНЬШЕНИИ НОРМАТИВНЫХ ПРОТИВОПОЖАРНЫХ РАССТОЯНИЙ	
<i>Д.А. Федорин, УГНТУ, г. Уфа</i>	161
83. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЛИНЗЫ СВЕТОВОДА ДЛЯ РЕЗЕРВУАРА	
<i>Д.М. Хайретдинова, Э.Ш. Гайсин, УГНТУ, г. Уфа, Г.З. Антипина, УТЭК, г. Уфа</i>	163
84. ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОСЕТЕЙ В ОБЛАСТИ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА	
<i>И.И. Хасанов, Р.А. Шакиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	164
85. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО СЛОЯ ИЗ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ	
<i>И.И. Хасанов, Р.А. Шакиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	166
86. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ НА КАЧЕСТВО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ	
<i>И.И. Хасбиуллин, Ю.Н. Олудина, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>	
<i>Р.Р. Коерн, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа</i>	168
87. ВЛИЯНИЕ БИОЗАРАЖЕННОСТИ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ НА ЛОКАЛИЗАЦИЮ КОРРОЗИИ НИЗКОУГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ	
<i>Л.П. Худякова^а, Р.А. Харисов^{а,б}, А.Д. Хажиев^а, Г.Н. Юнусова^а, И.Р. Фархетдинов^{а,б}</i>	
<i>а – ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта», г. Уфа. б – УГНТУ, г. Уфа</i>	170

88. ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРНО–ГРУППОВОГО СОСТАВА АСФАЛЬТОСМОЛОПА-РАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ <i>Р.А. Хураמיшина, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа</i>	172
89. ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРНО–ГРУППОВОГО СОСТАВА АСФАЛЬТОСМОЛОПА-РАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ <i>Р.А. Хураמיшина, К.К. Садреева, УГНТУ, г. Уфа</i>	174
90. НЕЙРОДИНАМИЧЕСКОЕ ПРОГРАММИРОВАНИЕ И КРИТЕРИАЛЬНЫЙ ПОДХОД ПРИ УПРАВЛЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ СИСТЕМ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ <i>Е.Л. Чижевская, М.Ю. Земенкова, Ю.Д. Земенков, ТИУ, г. Тюмень</i>	176
91. АНАЛИЗ СТАТИСТИКИ ОТКАЗОВ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ <i>А.Ф. Шайбеков, УГНТУ, г. Уфа</i>	178
92. РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ И ВРЕМЕНИ ОСВОБОЖДЕНИЯ ОТ НЕФТИ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПЕРЕДВИЖНЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ <i>И.Р. Шамсутдинов, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа</i>	180
93. РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ПОРШНЯ-РАЗДЕЛИТЕЛЯ ДВУНАПРАВЛЕННОГО ДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА <i>И.В. Шкутов, УГТУ, г. Ухта</i>	182
94. НЕПРОТОЧНЫЙ РАСЧЕТ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ <i>В.В. Южанин, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	184
95. КОРРОЗИЯ НИЗКОУГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ В БИОЗАРАЖЕННОЙ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЕ <i>Г.Н. Юнусова^а, Л.П. Худякова^а, Р.А. Харисов^{а,б}, А.Д. Хажиев^а, И.Р. Фархетдинов^{а,б}, а – ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта», б – УГНТУ, г. Уфа</i>	185
96. ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТОВ В ЗОНЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ <i>Д.М. Якобсон, А.А. Ольков, РУДН, г. Москва</i>	187
97. АНАЛИЗ ДАННЫХ МОНИТОРИНГА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ И РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ <i>К.А. Ямлиханова, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	189
98. ОБ ОПАСНОСТИ ДЕФЕКТНЫХ СТЫКОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ <i>А.В. Яровой, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа</i>	190

СЕКЦИЯ

«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

К 60-ЛЕТИЮ КАФЕДРЫ СТ

<i>И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	193
1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ <i>Р. Х. Абдрахманов, Р.А. Жданов, УГНТУ, г. Уфа</i>	196
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕХОДНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО СЛОЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН СКВАЖИН <i>Р.В. Агиней, О.Н. Ракито, И.А. Алефиров, УГТУ, г. Ухта</i>	197
3. СЕЙСМОЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПОМОЩИ СИСТЕМ С КВАЗИНУЛЕВОЙ ЖЕСТКОСТЬЮ НА ОСНОВЕ ПНЕВМОПРУЖИН <i>И.З. Аллабердин, УГНТУ, г. Уфа</i>	199
4. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА В РЕЗУЛЬТАТЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С ГРУНТОМ В СЕЙСМИЧЕСКИХ ОПАСНЫХ ЗОНАХ <i>Ш.А. Арыслангалиев, Д.Р. Сайранова, УГНТУ, г. Уфа</i>	201
5. ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ЗАРУБЕЖНЫХ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ <i>А.З. Ахметов, И.Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа</i>	203
6. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ УВЕЛИЧЕНИЯ РЕСУРСА ЛИНЕЙНО-ПРОТЯЖЕННЫХ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ <i>З.А. Бешерян, УГНТУ, г. Уфа</i>	204

7. АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРОКЛАДКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ И СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ИХ СООРУЖЕНИИ	
<i>Р.Г. Бикмасов, А.М. Ревазов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	206
8. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СОУ В УСЛОВИЯХ КЛИМАТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ ПРИРОДНОГО ХАРАКТЕРА	
<i>Г.Г. Васильев, И.А. Леонович, РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, А.А. Джалилов, ООО «Газпром добыча Ноябрьск», г. Ноябрьск</i>	208
9. ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА КРИОГЕННЫХ ТРУБОПРОВОДАХ	
<i>Э.М. Габдуллина, И.Ф. Махмудова, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа</i>	210
10. БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ХРАНЕНИИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА	
<i>В.С. Галанов, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	210
11. МЕТОД РАССТАНОВКИ ПРОТЕКТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ НА ПЕРЕСЕЧЕНИИ С ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	
<i>Т.Р. Галиев, УГНТУ, г. Уфа</i>	212
12. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ БЕРЕГОУКРЕПИТЕЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЙ НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>М.У. Гизулин, УГНТУ, г. Уфа</i>	213
13. УСТРОЙСТВО ДЛЯ СЕЙСМОЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ЗАДАННОЙ СИЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ	
<i>Е.В. Демушкин, А.Н. Зотов, УГНТУ, г. Уфа</i>	214
14. ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЯХ ВОДОЙ С ЕСТЕСТВЕННОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ ВОДОЕМА В УСЛОВИЯХ СУТОЧНЫХ КОЛЕБАНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ	
<i>В.А. Егоров, А.С. Нафиков, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа</i>	215
15. ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ УТОРНОГО УЗЛА ВЕРТИКАЛЬНОГО ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО РЕЗЕРВУАРА	
<i>А.Е. Зорин, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, А.А. Скорняков, М.В. Мумриков, Н.К. Габдуллин, Р.З. Гадельшин, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа</i>	217
16. ПРИМЕНЕНИЕ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ОРГАНИЗАЦИИ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	
<i>Э.Р. Ибатуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	219
17. АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ МЕТОД ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ПОВЕРХНОСТИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ И ИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ	
<i>И.Р. Исмаилов, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	220
18. СКРЕБКОВОЕ УСТРОЙСТВО УПЛОТНЯЮЩЕГО ЗАТВОРА ПЛАВАЮЩИХ КРЫШ РЕЗЕРВУАРОВ	
<i>А.О. Исхаков, УГНТУ, г. Уфа</i>	222
19. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА В РОССИИ	
<i>П.В. Кадынцева, Д.Е. Серкунова, УГНТУ, г. Уфа</i>	224
20. К ВОПРОСУ О ЖИВУЧЕСТИ РЕЗЕРВУАРА	
<i>М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа</i>	225
21. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ СТАЦИОНАРНЫХ КРЫШ С ЛЕГКОСБРАСЫВАЕМЫМ НАСТИЛОМ	
<i>И.Р. Каримов, М.А. Киселев, М.Э. Дусалимов, УГНТУ, г. Уфа</i>	227
22. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ МОНИТОРИНГА ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ НА ОБЪЕКТАХ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ	
<i>Р.Р. Каримова, ООО «Газпром трансгаз Уфа», Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа</i>	228
23. СЕЙСМОЗАЩИТНОЕ УСТРОЙСТВО С КВАЗИНУЛЕВОЙ ЖЕСТКОСТЬЮ	
<i>И.И. Кармышев, А.Н. Зотов, УГНТУ, г. Уфа</i>	230
24. СНИЖЕНИЕ СНЕГОВЫХ НАГРУЗОК НА СТАЦИОНАРНЫЕ КРЫШИ РЕЗЕРВУАРОВ	
<i>А.Ф. Каскинов, УГНТУ, г. Уфа</i>	231
25. СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРА	
<i>М.А. Киселев, И.Р. Каримов, М.Э. Дусалимов, УГНТУ, г. Уфа</i>	232
26. КЛАСТЕРИЗАЦИЯ ЦЕХОВ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ	
<i>Е.С. Козин, ТИУ, г. Тюмень</i>	233
27. ПРИМЕНЕНИЕ СТАЛЕЙ ПОВЫШЕННОГО КЛАССА ПРОЧНОСТИ K80	
<i>В.В. Крыгин, УГНТУ, г. Уфа</i>	235

28. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БЕТОНА	
<i>А.И. Кулешов, УГНТУ, г. Уфа</i>	237
29. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ АЗОТНОЙ ПРОБКИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ ГАЗА ИЗ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА	
<i>С.А. Лукин^{1,2}, Д.И. Ширянов¹, А.С. Алихашкин¹, Ю.А. Маянц¹, ¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва; ²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	238
30. ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССОВ КОРРОЗИИ НА ТРУБОПРОВОДЫ С ЛЕГКОВОСПЛАМЕНЯЮЩИМИСЯ И ГОРЮЧИМИ ЖИДКОСТЯМИ	
<i>И.Э. Лукьянова, УГНТУ, В.А. Михайлова, УУНТ, г. Уфа</i>	240
31. ВЛИЯНИЕ ПОТОКА ЖИДКОСТИ НА УПЛОТНЯЮЩИЕ ЗАТВОРЫ ПЛАВАЮЩИХ КРЫШ РЕЗЕРВУАРОВ	
<i>П.А. Макаров, Г.А. Нигаматзянова, УГНТУ, г. Уфа</i>	241
32. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ С ПЛАВАЮЩИМИ КРЫШАМИ	
<i>Г.А. Нигаматзянова, П.А. Макаров, УГНТУ, г. Уфа</i>	242
33. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ВИНТОВОГО АНКЕРНОГО УСТРОЙСТВА	
<i>Э.Р. Нургалеев, А.С. Глазков, УГНТУ, г. Уфа</i>	243
34. СИСТЕМА ЗАМОРОЗКИ ГРУНТА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РЕЗЕРВУАРОВ С ПОМОЩЬЮ ХЛАДАГЕНТОВ	
<i>Е.В. Павлов, г. Москва</i>	246
35. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СПГ МЕТОДОМ БАЗОВЫХ ШКАЛ	
<i>В.П. Пивнов, ООО «Газпром трансгаз Москва» УАВР, А.А. Сергеева, Р.А. Баринов, РУДН, г. Москва</i>	248
36. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КОМПЛЕКСА АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА	
<i>Ю.А. Рахматуллина, Т.С. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа</i>	250
37. ПРИМЕНЕНИЕ ГИБРИДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ	
<i>А.А. Салихова, Т.Р. Насибуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	252
38. ИССЛЕДОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАЗРУШЕНИЯ МЕТАЛЛА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА НА УЧАСТКЕ С КОРРОЗИОННЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ	
<i>С.А. Сильвестров, ООО «Астрапроект», г. Казань, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	253
39. ВЛИЯНИЕ КОМБИНАЦИИ ДОПУСТИМЫХ ДЕФЕКТОВ НА ПРОЧНОСТЬ СВАРНОГО ШВА ТРУБОПРОВОДА	
<i>М. Н. Сиряченко, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа</i>	255
40. МЕТОДЫ РАСЧЕТА РАБОТЫ ТРУБНОГО ГАЗООТДЕЛИТЕЛЯ ПРИ ПРОБКОВОМ РЕЖИМЕ ТЕЧЕНИЯ ВОДОНЕФТЕГАЗОВОЙ СМЕСИ	
<i>В.М. Тарасов, ТИУ, г. Тюмень</i>	257
41. ОБОСНОВАНИЕ ТОЛЩИНЫ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННЫХ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ	
<i>Е.Г. Трифонов, М.Э. Дусалимов, УГНТУ, г. Уфа</i>	259
42. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДВУХСЛОЙНОЙ ТРУБЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ	
<i>М.А. Фассахов, М.И. Байкова, УГНТУ, г. Уфа</i>	260
43. РАЗРАБОТКА СПОСОБА УСТАНОВКИ БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ НА РЕКАХ ПРИ НАЛИЧИИ ЛЕДОВОГО ПОКРОВА	
<i>Д.Р. Хайруллин, С.М. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа</i>	261
44. ВЫБОР МЕСТ УСТАНОВКИ БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ НА РЕКАХ	
<i>Д.Р. Хайруллин, С.М. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа</i>	263
45. СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ЛИНЕЙНЫХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ТРУБОПРОВОДА С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ	
<i>Т.М. Халиков, Т.С. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа</i>	265
46. НАДЗЕМНЫЙ СПОСОБ ПРОКЛАДКИ НАПОРНОГО НЕФТЕПРОВОДА «ЦПС НОВОПОРТОВСКОГО НГКМ – ПОС. МЫС КАМЕННЫЙ» В СЛОЖНЫХ ГЕОКЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	
<i>М.А. Ходюк, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень</i>	267

47. СООРУЖЕНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ СПГ В РАЙОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВЕЧНО-МЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ	
<i>Я.В. Швайко, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	269
48. ИЗМЕРЕНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ВНУТРИТРУБНЫХ ИНСПЕКЦИОННЫХ ПРИБОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНКЛИНОМЕТРОВ	
<i>И.В. Шкутов, УГТУ, г. Ухта</i>	271
49. УВЕЛИЧЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ	
<i>С.В. Щур, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа</i>	273
50. ИССЛЕДОВАНИЕ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА РАЗРУШЕНИЕ АРМАТУРНОГО КАРКАСА ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ	
<i>А.Ф. Юнусова, Э.Р. Зайдуллаева, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	275

СЕКЦИЯ

«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ»

1. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ МЕТОДОМ БАЙЕСА	
<i>Д.С. Акмалова, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа</i>	278
2. К ВОПРОСУ ВЫЯВЛЕНИЯ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ТРЕЩИН МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ПО СИГНАЛУ ВИХРЕТОКОВОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ	
<i>А.Т. Бакиев, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа, УГНТУ, г. Уфа</i>	279
3. НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ ТРЕНАЖЕРОВ ДИСПЕТЧЕРОВ	
<i>З.Т. Бакиева, Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа</i>	281
4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ НА ОБЪЕКТАХ ПРОМЫШЛЕННОГО МАСШТАБА	
<i>Т. Банерджи, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	282
5. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ПОВЫШЕННОГО УРОВНЯ ШУМА НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ	
<i>М.М. Бердник, О.А. Волкова, РУДН, г. Москва, А.Г. Бердник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва</i>	284
6. СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЗАТРАТ ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
<i>Я.М. Гайфулина, Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа</i>	286
7. О НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ III ПРИНЦИПА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ В КАЧЕСТВЕ ОСНОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА	
<i>Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа</i>	287
8. УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ	
<i>Э.Ф. Давлетишин, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа</i>	288
9. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК	
<i>Н.И. Денисенко, УГНТУ, г. Уфа</i>	290
10. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ РЕЗЕРВУАРОВ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ	
<i>А.В. Журихина, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа</i>	291
11. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА ПРИ «ГОРЯЧЕЙ» ПЕРЕКАЧКЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ	
<i>Д.А. Захаров, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа</i>	293
12. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА АКУСТИКО-ЭМИССИОННОГО КОНТРОЛЯ ПРИ ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ	
<i>Д.В. Красов, Р.Г. Рыскулов, УГНТУ, г. Уфа</i>	294
13. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ВИБРОДИАГНОСТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ	
<i>А.Д. Ли, УГНТУ, г. Уфа</i>	295
14. НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ МАГНИТНОГО КОНТРОЛЯ ДЕФЕКТОВ СПЛОШНОСТИ ГАЗОПРОВОДА ПО ОСТАТОЧНОЙ НАМАГНИЧЕННОСТИ МЕТАЛЛА	
<i>В.Р. Мардамышин, УГНТУ, г. Уфа</i>	297

15. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЯЧЕЙКИ МЕХАНИЧЕСКИХ МЕТАМАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
<i>Т.А. Моисеенко, УГНТУ, г. Уфа</i>	299
16. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВОЙ ТЕНИ ПРИ СОЗДАНИИ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА МАГИСТРАЛЬНОГО НАСОСНОГО АГРЕГАТА	
<i>А.В. Остахов, А.А. Туркин-Мозжерин, РГУ нефти и газа (НИУ), г. Москва,</i>	
<i>А.А. Фокина АО «Транснефть - Дружба», г. Брянск</i>	301
17. ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ КРАНОВОГО УЗЛА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА	
<i>А.Р. Салихова, Т.А. Бакиев, УГНТУ, г. Уфа</i>	303
18. ПРОВЕДЕНИЕ МЕТАЛЛОГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА МЕТАЛЛА С ЦЕЛЬЮ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРИРОДЫ ДЕФЕКТОВ НА ЭЛЕМЕНТАХ КС, ИЗГОТОВЛЕННЫХ ПО ТЕХНОЛОГИИ ГОРЯЧЕГО ПРОКАТА	
<i>В.С. Самохвалов, Т.А. Бакиев, УГНТУ, г. Уфа,</i>	
<i>А.Н. Науменко, ООО «Газпром трансгаз Югорск», г. Югорск</i>	304
19. РАЗРАБОТКА ТИПОВОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ КАРТЫ РЕМОНТА КОНТРОЛИРУЕМОЙ ШЛИФОВКОЙ НАРУЖНЫХ ДЕФЕКТОВ ЭЛЕМЕНТОВ АВО ГАЗА «КРЕЗОЛУАР», В ПРОЦЕССЕ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	
<i>В.С. Самохвалов, УГНТУ, г. Уфа, А.Н. Науменко, ООО «Газпром трансгаз Югорск», г. Югорск</i>	306
20. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА КОМПЛЕКСНОГО МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОРШНЕВОГО КОМПРЕССОРА	
<i>Д.Е. Сапегин, УГНТУ, г. Уфа</i>	308
21. РАНЖИРОВАНИЕ ПО СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ С ТИПОМ ДЕФЕКТА КРН	
<i>М.Г. Синельников, УГНТУ, г. Уфа</i>	309
22. АНАЛИЗ И РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДА С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	
<i>А.А. Хабаров, УГНТУ, г. Уфа</i>	310
23. ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ МЕТАНОЛА ИЗ НЕСТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА	
<i>Д.Ю. Хасанов, А.Н. Бахтегареева, УГНТУ, г. Уфа</i>	311
24. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ АДДИТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ЛАБОРАТОРНОЙ ОСНАСТКИ	
<i>Г.П. Хованов, М.А. Алпатов, А.А. Кузнецов, Н.Н. Хафизов,</i>	
<i>ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>	313
25. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ДВИГАТЕЛЯ ДР59Л ПО АНАЛИЗУ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ	
<i>В.В. Чернышев, А.Е. Жуков, С.Е. Андриянов,</i>	
<i>ООО «Газпром трансгаз Уфа» г. Уфа, УГНТУ, г. Уфа</i>	315
26. ПРИМЕНЕНИЕ ПОДШИПНИКОВ СКОЛЬЖЕНИЯ С ПОЛИМЕРНЫМИ ВКЛАДЫШАМИ В ЦЕНТРОБЕЖНОМ КОМПРЕССОРЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА	
<i>Д.Э. Шапошников, УГНТУ, г. Уфа</i>	317
27. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПО РАЗМЫВУ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ	
<i>Л.Р. Шарифуллина, Е.Л. Артемьева, УГНТУ, г. Уфа,</i>	
<i>В.И. Каскинов, ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим», г. Уфа</i>	318
28. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ СБОРА ГАЗА ОБЪЕКТОВ ПЕСЦОВОЙ ПЛОЩАДИ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ	
<i>А.В. Ярков, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа</i>	319

СЕКЦИЯ «ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

1. ПОДБОР ТУРБОДЕТАНДЕРНОГО АГРЕГАТА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ХОЛОДА НА ГРС	
<i>И.Р. Байков, А.Д. Прянишникова, Э.А. Усманова, УГНТУ, г. Уфа</i>	322
2. СПОСОБЫ ПОДОГРЕВА ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ АГРЕГАТОВ НА ГРС	
<i>И.Р. Байков, Э.А. Усманова, А.Д. Прянишникова, УГНТУ, г. Уфа</i>	324

3. О СПОСОБЕ ВЫНОСА ВОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ ИЗ ТРУБОПРОВОДА	
<i>Т. Банерджи, Р.А. Шестаков, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	326
4. ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ: ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОЧЕХЛОВ	
<i>С.Д. Беликов, УГНТУ, г. Уфа</i>	328
5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПИНЧ-АНАЛИЗА В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ	
<i>Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа</i>	329
6. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ	
<i>И.И. Гайнанов, УГНТУ, г. Уфа</i>	330
7. ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ НАСОСА	
<i>А.М. Галинуров, Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа</i>	332
8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК	
<i>Р.Ш. Галиуллин, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа</i>	334
9. ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ СЕТЕВЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ	
<i>А.Ф. Гильманишина, УГНТУ, г. Уфа</i>	336
10. АВТОМАТИЧЕСКИЙ УЧЁТ ИСПАРЕНИЙ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ РЕЗЕРВУАРА НА ОСНОВЕ КОНТРОЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРОВОЗДУШНЫХ МАСС	
<i>С.В. Глушков, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа</i>	338
11. АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	
<i>Т.И. Исламов, В. В. Репин, УГНТУ, г. Уфа</i>	339
12. ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ РЕЗЕРВУАРА ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ХЛАДОПТЕРЬ ПРИ ХРАНЕНИИ НЕФТЕПРОДУКТА	
<i>Р.Р. Каримова, У.Р. Самситдинов, И.И. Тимербаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	341
13. АНАЛИЗ РАСЧЁТНЫХ МЕТОДИК ОЦЕНКИ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ В РАСЧЁТНОМ УЧАСТКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА	
<i>А.Н. Коровник, Д.Л. Кравченко, ОмГТУ, г. Омск</i>	342
14. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В СЕКТОРЕ ЖИЛЫХ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И АДМИНИСТРАТИВНЫХ ЗДАНИЙ	
<i>С.Н. Костарева, И.И. Гайнанов, УГНТУ, г. Уфа</i>	344
15. ПРОВЕДЕНИЕ ТЕПЛОВИЗИОННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	
<i>С.Н. Костарева, Е.А. Федосеева, Ф.И. Сафина, УГНТУ, г. Уфа</i>	346
16. МЕТОД ЭЛЕКТРОДИАЛИЗА ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ВОДЫ ДЛЯ СИСТЕМ КОТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА	
<i>А.А. Кутушев, Е.А. Локишина, УГНТУ, г. Уфа</i>	348
17. РАЗРАБОТКА НАУЧНЫХ ОСНОВ И МЕТОДА АВТОНОМНОГО ЭНЕРГО-ГАЗОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОТ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ	
<i>К.А. Мингазева, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа</i>	350
18. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ С ТРУБАМИ С НАКАТОМ	
<i>А.С. Нафиков, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа</i>	352
19. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ВДОЛЬТРАССОВЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В УСЛОВИЯХ БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ	
<i>С.Ю. Петухова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	353
20. РЕКОНСТРУКЦИЯ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ	
<i>А.А. Сафитдинов, УГНТУ, г. Уфа</i>	355
21. ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА ТЕПЛОВОЙ СЕТИ	
<i>А.М. Сулейманов, Ф.М. Хафизов, УГНТУ, г. Уфа</i>	356
22. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ	
<i>М.А. Фассахов, М.И. Байкова, УГНТУ, г. Уфа</i>	357
23. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ И ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК	
<i>И.О. Филатов, В.Б. Барахнина, Я.А. Коннов, УГНТУ, г. Уфа</i>	359
24. ОЦЕНКА ЗАГРУЗКИ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ	
<i>В.Р. Хайруллин, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа</i>	361

25. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ОТ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НПС	
<i>Ф.М. Хафизов, Р.А. Молчанова, А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	363
26. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ ОТ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ	
<i>Н.А. Чугункина, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	364
27. ОПТИМИЗАЦИЯ МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	
<i>И.Р. Шайхутдинова, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	366
<u>СЕКЦИЯ</u>	
<u>«ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ»</u>	
1. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ТОМОГРАФОВ	
<i>А.А. Азылгареева, Р.И. Валиахметов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	370
2. АНАЛИЗ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ	
<i>Ф.Ф. Алибаев, Т.А. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	372
3. АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИИ «RFID-МЕТКИ» В ПРОМЫСЛОВОМ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ УГЛЕВОДОРОДОВ	
<i>Г.В. Веснин, Т.А. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	373
4. ПРИМЕНЕНИ БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ НА ПЕРЕХОДАХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ	
<i>А.И. Габбасов, Р.Н. Кунафин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	374
5. БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В РОССИИ	
<i>П.Д. Гибадулин, В.В. Уланов, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва.....</i>	375
6 МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ДЕФЕКТАМИ ГЕОМЕТРИИ ТИПА «ВМЯТИНА» НА ПРОЧНОСТЬ И ДОЛГОВЕЧНОСТЬ	
<i>И.Г. Гундорова, П.В. Виноградов, УГНТУ, Уфа.....</i>	376
7. МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРОЦЕССА НЕСАНКЦИОНИРОВАННОЙ ВРЕЗКИ НА ГИДРАВЛИЧЕСКУЮ СИСТЕМУ (MODELING OF INFLUENCE OF THE UNAUTHORIZED TAP ON THE HYDRAULIC SYSTEM)	
<i>А.А. Дульченко, И.В. Орехова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.....</i>	378
8. УСТАНОВКА АНКЕРНЫХ УСТРОЙСТВ МОДЕРНИЗИРОВАННЫМ СПОСОБОМ, ПРЕДПОЛАГАЮЩИМ МИНИМИЗАЦИЮ ВОЗМОЖНЫХ НЕГАТИВНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ В ММГ	
<i>Д.Р. Зарипова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	380
9. РАЗРАБОТКА НОВОГО МЕТОДА НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ НАВЕДЕННЫМИ НИЗКОЧАСТОТНЫМИ ВИБРАЦИЯМИ	
<i>Ф.С. Кербников, А.А. Березняков, А.К. Прыгаев, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва.....</i>	382
10. ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТЕЧЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА В ЦИЛИНДРИЧЕСКОМ ТРУБОПРОВОДЕ	
<i>Б.М. Кумицкий, А.В. Дядина, В.В. Кобзарь, Д.В. Деревянкина, ВГТУ, г. Воронеж.....</i>	384
11. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И ВРЕЗОК МЕТОДОМ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УКЛОНА ПОД УСЛОВИЯ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА	
<i>И.И. Латыпова, П.В. Виноградов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	386
12. ОЦЕНКА КРИТЕРИЕВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ В ТРУБОПРОВОДЕ	
<i>А.А. Мазитова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	387
13. РАСЧЕТ УСИЛИЯ, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ВВОДА ОЧИСТНОГО УСТРОЙСТВА ЧЕРЕЗ ВРЕМЕННЫЙ УЗЕЛ	
<i>П.Е. Шавиуков, Р.Н. Кунафин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	389
14. АЛГОРИТМ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПО РЕМОНТУ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Д.А. Шамбазов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	391
15. ИЗУЧЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ КОРРЕЛЯЦИЙ ВЯЗКОСТИ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ	
<i>Т.Р. Юсупов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	393

Научное издание

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ – 2022

**Тезисы докладов
XVI Международной учебно-научно-практической конференции
(17-18 ноября 2022 г.)**