

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕРМИНАЛ
Выпуск 16

**Сборник научных трудов
международной научно-технической конференции
имени профессора Н. А. Малюшина**

Тюмень
ТИУ
2019

УДК 622.691 + 622.692
ББК 33.16
Н58

Редакционная коллегия:

Е. В. Огудова, М. Ю. Земенкова, И. Н. Квасов, С. Ю. Подорожников,
С. Ю. Торопов, С. М. Чекардовский, Е. Л. Чижевская

Н58 Нефтегазовый терминал. Выпуск 16: сборник научных трудов международной научно-технической конференции имени профессора Н. А. Малюшина / под общ. ред. М. А. Александрова. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 320 с.

ISBN 978-5-9961-1960-8

Настоящий сборник посвящен светлой памяти известного российского ученого Бориса Вениаминовича Моисеева (23.09.1930 - 28.02.2019), профессора, д.т.н., Заслуженного работника высшей школы РФ, почетного работника ТЭК РФ, действительного члена-академика Российской Академии Естествознания, длительное время работавшего на кафедре «Транспорт углеводородных ресурсов» Тюменского индустриального университета.

В представленном сборнике научных работ развиваются идеи и мысли исследовательских и опытно-конструкторских работ молодых ученых и специалистов топливно-энергетического комплекса.

Издание предназначено для научных работников, специалистов ТЭК и обучающихся технических вузов.

УДК 622.691 + 622.692
ББК 33.16

ISBN 978-5-9961-1960-8

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2019

«Горжусь своими достижениями и своей страной»

Малюшин Н.А.



Николай Александрович Малюшин
(05.09.1934 -17.10.2013)

Николай Александрович Малюшин, д.т.н., профессор, родился 5 сентября 1934г. в Башкирии, с. Подлубово ССР. В 1958 г. окончил Уфимский нефтяной институт. С 1958 по 1970 гг. – главный инженер, директор Тюменской перевалочной базы, главный инженер Тюменского управления Главнефтеснаба РСФСР. С 1970 г. – директор Тюменского филиала Московского института «Гипротрубопровод». С 1989 г. по 2013 г. – директор института «Гипронефтепроводстрой» (ныне ОАО «Институт «Нефтегаз-проект»), генеральный директор, президент. Награжден орденом «Знак Почета», медалями «За освоение целинных земель», «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири», отмечен знаком «Отличник нефтяной промышленности», «За заслуги в строительстве», присвоены звания Почетный нефтяник, Почетный работник Минтопэнерго Российской Федерации, Заслуженный строитель Российской Федерации. Награжден именными часами Президента РФ.

**ПАМЯТИ ИЗВЕСТНОГО РОССИЙСКОГО УЧЕНОГО,
ЗАМЕЧАТЕЛЬНОГО ЧЕЛОВЕКА
Б.В. МОИСЕЕВА (23.09.1930Г. - 28.02.2019Г.)**



28 февраля 2019 года ушел из жизни Борис Вениаминович Моисеев, профессор кафедры Транспорта углеводородных ресурсов ТИУ. Перестало биться сердце известного ученого, замечательного человека, доктора технических наук, профессора, Заслуженного работника высшей школы РФ, Почетного работника ТЭК РФ, действительного члена - академика Российской Академии Естествознания. Представляя здесь его жизненный путь, это печальный повод ещё раз оценить значимость его выдающейся личности, то место, которое он занимал в жизни всех нас, его друзей, коллег и учеников.

Борис Вениаминович Моисеев родился 23 сентября 1930 года в Томске. Трудовую деятельность начал в 1947 г. судомехаником в системе водного транспорта. В 1953 г. с отличием окончил Омское речное училище. В период 1958-1960 гг. – конструктор Тюменского судоремонтного завода. Далее, 1960-1968 гг. – инженер-проектировщик по теплогазоснабжению в

проектных институтах г. Тюмени. С 1968 по 1971 гг. – заместитель директора по научной работе Тюменского филиала ВНИИСТ Миннефтегазстроя. С 1971 по 1973 гг. – доцент кафедры гидравлики и сантехники Тюменского инженерно-строительного института. В 1973 г. защитил кандидатскую диссертацию. В 1974 году был приглашен на должность директора института повышения квалификации Миннефтегазстроя. С 1977 по 1998 гг. работал доцентом кафедры ПЭНХ Тюменского государственного нефтегазового университета. В 1998 г. защитил докторскую диссертацию. С 1999 г. – профессор кафедры «Промышленная теплоэнергетика» ТюмГАСУ. В 2000 г. ему присвоено ВАКом ученое звание профессора.

Борис Вениаминович – автор многочисленных научных работ ставших основой для изучения тепловых процессов в строительстве и эксплуатации нефтегазовых объектов. Статьи, монографии и учебники вобрали в себя бесценный многолетний опыт и знания выдающегося ученого – основателя научной школы.

Профессор ТИУ Б.В. Моисеев являлся авторитетным специалистом в области теплогазоснабжения. За многолетнюю работу в проектных и научно исследовательских институтах занимался важнейшими разработками, связанными с расчетом и прокладкой инженерных коммуникаций для Среднеобского нефтегазодобывающего региона Западной Сибири.

Трудовые заслуги и научные достижения Бориса Вениаминовича Моисеева отмечены государственными наградами и почетными званиями: Почетный работник ТЭК РФ 2000 г., Заслуженный работник Высшей Школы РФ 2002 г., член-корреспондент САН ВШ 2003 г., Заслуженный деятель науки и техники РАЕ 2016 г., член-корреспондент РАЕ 2016 г., Заслуженный деятель науки и образования РАЕ 2016 г., Почетный доктор наук РАЕ 2017 г., действительный член РАЕ (Академик) 2017 г., занесен в энциклопедию «Who is Who в России» 2010 г., занесен в энциклопедию «Известные ученые России» 2016 г., занесен в энциклопедию «Ведущие научные школы» РАЕ 2017 г., занесен в книгу «Золотые имена Высшей школы» 2018 г.

Борис Вениаминович был любим студентами, уважаем коллегами, пользовался заслуженным авторитетом научной общественности России, его имя известно далеко за пределами нашей страны. Борис Вениаминович для нас пример интеллигентности, мудрости, доброжелательности и справедливости. Свет его мысли и обаяние его личности навсегда останутся в сердцах друзей, коллег и учеников.

СОДЕРЖАНИЕ

Абжамалова Ж. А., Земенков Ю.Д. Особенности транспорта высокопарафинистых нефтей нефтегазовых месторождений Туранской нефтегазоносной провинции.....	10
Асланов Э.Ф., Вовк Б.В. Методы сбережения природного газа в ООО «Газпром Трансгаз Югорск».....	19
Ахмедов А.М. Устройство для поддержки ремонтируемого участка магистрального трубопровода при осуществлении метода капитального ремонта с переизоляцией.....	24
Баев К. Е. Анализ потерь нефти и нефтепродуктов при процессах их добычи, транспорта и хранения.....	27
Баев К. Е., Лебедев Д. О., Воронин К. С. Сероводородная коррозия трубопроводов и современные способы антикоррозионной защиты....	31
Байдакова Я. С. Актуальность определения «безопасного» времени остановки нефтепровода.....	35
Баталов Е.В., Глебова О.В. Повышение производительности выработки дистиллята газового конденсата на производстве.....	38
Баталов Я.М. Исследование алгоритма распознавания и определения концентрации смешанного газа на основе матрицы сенсорных обонятельных систем на основе оксидов металлов и полупроводников.....	43
Будилов Е.А. Контролируемое сжигание разливов нефти на море.....	48
Букина С.Н., Андрианова Л.И. Исследование деэмульгирующей способности нефти.....	52
Быков Р.А. Анализ факторов и проблем безопасной и экологичной эксплуатации систем трубопроводного транспорта.....	55
Вансович К.А, Аистов И.П, Нахлесткин А.А. Моделирование усталостных дефектов магистральных трубопроводов коррозионного происхождения.....	60
Варламов Н.С. Обоснование применения физических методов подготовки воды и реагентов природного происхождения в системе очистки хозяйственно-питьевой воды.....	65
Вишневская Н. С., Глухов А. А Постановка математической задачи для теплоизолированных нефтепроводов с путевым подогревом.....	72
Вовк Б.В., Арефьев П.П. Регулирование работы компрессорной станции при непроектных режимах перекачки.....	75
Волкова И.И., Вишневская Н.С., Зунтов В.В. Статистическая оценка контроля сварных соединений радиографическим методом...	78
Воронина Д.А. Совершенствование технологий прокладки трубопроводов в условиях вечномерзлых грунтов, на примере нефтепровода «Заполярье - Пурпе».....	83
Гарифуллин Т.С. Разработка конструкции и технологии изготовления полимерного рабочего колеса магистрального насоса из инновационных материалов.....	87

Глебова О.В., Баталов Е.В. Проблемы переработки конденсата, связанные с высоким содержанием нежелательных компонентов на ЗПКТ ООО«Газпром Переработка».....	92
Глух М.А., Путяков А.А., Дубровин Д.Д., Земенкова М.Ю. Современные мобильные газораспределительные станции при обеспечении надежности объектов газоснабжения.....	99
Глушкова Л.М., Куликов А.М. Повышение надежности эксплуатации укрепление берегов при подводном переходе трубопроводов с помощью бетонного полотна.....	103
Говдин А. А., Чекардовский С. М. Вибромониторинг на основе частотной модели двигателя ДР59Л ГПА-10 «Волна».....	105
Грабовский В.Ю. Оптимизация параметров оребрения трубок аппарата воздушного охлаждения газа.....	111
Грузин А. В., Гриневич Е. С., Климанов Д. Н. Организация лабораторных исследований композитных смесей «Песчаный грунт - гранулы вспененного полистирола» для грунтовых оснований вертикальных стальных резервуаров.....	115
Грушевский Илья.Ю. Грушевский Иван.Ю. Повышение эксплуатационной надежности объектов трубопроводного транспорта.....	120
Гудёмов А.И., Скобелкина К.В., Алескерова З.Ш. Рекуперативные установки в системе вентиляции насосной станции.....	124
Иванов В.А., Мызников М.О. Расчет энергопотребления при переходных режимах магистрального нефтепровода.....	129
Иванова О. А. Осушка газа адсорбционным методом.....	132
Карангин В.П., Романова Е.А. Влияние концентрации разбавителя на параметры эксплуатации действующего трубопровода при перекачке высоковязкой нефти.....	137
Клунная К.В. Повышение эффективности технологии противокоррозионной защиты резервуарного парка склада ГСМ.....	142
Колышницин М.В., Бачериков А.Е. Мониторинг эксплуатационных характеристик магистральных агрегатов.....	146
Комова А.Ф. Разработка методов повышения эффективности работы основного и вспомогательного оборудования компрессорной станции..	150
Королева П.А., Закирзаков А.Г. Оптимизация работы резервуарного парка посредством анализа современного оборудования для транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов.....	158
Кострикин С.В. Совершенствование методов эксплуатационного ремонта подводных трубопроводов с использованием технологии наклонно-направленного бурения (ННБ).....	162
Кузьмин А.Ю., Бачериков А.Е. Исследование воздействий способов механической очистки на трудноудаляемые отложения.....	168
Лебедев Д. О. Анализ течения двухфазных потоков и их критических режимов истечения.....	173

Лёхин М.Ю. Применение повышенного коэффициента амортизации основных средств.....	177
Лисовская И.В. Повышение эффективности освоения Арктической зоны РФ.....	183
Маркова О. Э., Закирзаков А. Г., Шаньков А. В. Совершенствование системы приточной вентиляции нефтеперекачивающих станций.	188
Маухетдинов Е.Ф., Кутлин А.А. Особенности Ачимовских залежей	193
Махортова И.Р., Шаньков А. В. Качественный анализ различных адсорбирующих фильтров на основе цеолита.....	199
Милокумов С.Ю. Разработка конструкции переносного консольного крана с лебедкой для работы в колодцах.....	204
Михайлов С.Ю., Антипова М.Н. Разработка конструкций опор для наземной прокладки трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах	209
Михайлов С.Ю., Анчин А.В. Математическое моделирование при проектировании магистральных трубопроводов.....	212
Михайлова М.Н., Иванов Д.В. Особенности проектирования магистральных трубопроводов в условиях тюменского севера.....	216
Михайлова В.А., Лукьянова И.Э. Современные требования при проектировании вертикальных стальных резервуаров.....	220
Мушинская Е. А., Петров С. В., Лукаш А. А. Моделирование процессов разлива нефти аналитическими и лабораторными методами....	223
Набиев Р.Р., Пимнева Т.Д. Воздействие на окружающую среду эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов.....	227
Носов А.В. Разработка конструкций для трубореза УКЗ-П, предназначенной для резки в обводненных условиях.....	229
Обухова А.М., Огудова Е.В. Альтернативный способ транспортировки газа в труднодоступные районы России: газовые гидраты.....	234
Павлюченко Л.В., Ударцева О.В. Мероприятия по повышению экологической безопасности строительства и эксплуатации магистральных нефтегазопроводов.....	241
Разбойников А.А., Мартюк Д.Р. Прибор с программным обеспечением для пространственного определения положения магистрального трубопровода.....	244
Сальников А. В., Яворская Е. Е. Ликвидация аварийных разливов нефти на арктическом шельфе: проблемы и решения.....	248
Сарсенбаев А.С., Солдатов А.А. Разработка робототехнического комплекса контроля качества сварных швов нефтегазового трубопровода.....	255
Сбродова М.О. Оценка энергоэффективности нефтепровода.....	258
Семянова Д.Д., Фань Шаньшань Статистическое исследование зависимости процесса гидратообразования от состава природного газа	263
Силина И. Г., Гильмияров Е. А., Иванов В.А. Проблемы оценки влияния ледовой экзарации на условия функционирования арктических трубопроводных систем.....	267

Скобелкина К.В., Гудёмов А.И. Модернизация системы вентиляции насосной станции.....	270
Скорняков В.С., Земенкова М.Ю. Обоснование технологии восстановления несущей способности распределительных сетей газоснабжения.....	278
Скорнякова П.Ю., Земенкова М.Ю., Стоянович Н. Разработка метода контроля и повышения эксплуатационной надежности газовых сетей.....	282
Стихина А.А. Обоснование технологии транспорта нефти по нефтегазосборной сети на начальном этапе эксплуатации месторождения..	286
Сулова А.А., Куликов А.М. Повышение гидравлической эффективности транспорта высоковязких нефтей по магистральному трубопроводу.....	289
Сычев С.А., Волков Б.М, Беляев С.Н., Богданов Н.П. Оптимизации работы установки воздушного охлаждения компрессорной станции.....	292
Травушкин Д.Н. Современные технологии борьбы с коррозией сварных соединений объектов трубопроводного транспорта.....	296
Ферзиллаев В.И., Чекардовский С. М. Анализ потерь газа при транспортировке по магистральному газопроводу.....	300
Черепов Б.В. Эксплуатация систем транспорта и хранения нефти и газа.....	304
Чучумов А.И., Земенкова М.Ю. Прогнозируемый объем замены трубы при проведении капитального ремонта.....	309
Шабашов А. П. Бестраншейный метод восстановления трубопроводов установкой внутренней оболочки.....	312
Шалай В.В., Мызников М.О., Кононова М.И. Пути повышения эффективности эксплуатации нефтепроводов.....	315

ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТУРАНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Павлодарский нефтегазовый колледж, г. Павлодар, Казахстан
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: Рассмотрены вопросы использования химических реагентов для снижения парафинистых отложений в трубопроводах при транспортировке нефти на месторождениях, относящихся к Туранской нефтегазодобывающей провинции, использование которых благодаря синергетическому эффекту, позволяет снизить значения температуры застывания высокопарафинистых нефтей и значительно улучшить вязкостные их характеристики. В целях повышения качества перекачки предложены методы смешения нефти разных месторождений.

Abstract: Consideration of the use of chemical reagents to reduce paraffin deposits in pipelines when pumping oil at fields, in connection with which a synergistic effect is realized, makes it possible to reduce the temperature values in their highly paraffin and improved viscosity characteristics. In order to improve the quality of pumping, methods for mixing oil from different fields have been proposed.

Ключевые слова: высокопарафинистые нефти, вязкостные свойства, присадки, месторождение Кумколь, Арыскум, транспортировка, температура застывания.

Keywords: highly paraffinic oils, viscosity properties, additives, Kumkol, Arysium field, transportation, pour point.

В настоящее время общая площадь действующих и перспективных нефтегазодобывающих районов РК составляет 1 млн 700 тыс. кв. км, что занимает более 60% всей территории страны. При этом прогнозные ресурсы нефти, расположенные на суше, оцениваются в 7,8 млрд т.

В Казахстане на сегодняшний день существует 256 действующих нефтегазодобывающих месторождений, которые находятся на территории Актюбинской, Атрауской, Западно-Казахстанской, Кызылординской и Мангистауской областях. На рис.1 представлена карта месторождений нефти Республики Казахстан.

Доля Казахстана в общемировых разведанных запасах УВС составляет по нефти 3,2% (около 5 млрд т), а по газу – 1,5% (порядка 2 трлн м³). При этом прогнозные ресурсы по нефти достигают 9,3 млрд т, по газу – 6 трлн м³ и по конденсату – 1,8 млрд т.

В общей сложности на территории Казахстана выделено 15 осадочных бассейнов, причем промышленная добыча углеводородного сырья ведется только в пяти из них: Прикаспийском, Южно-Мангышлакском, Устюрт-Бузашинском, Южно-Торгайском и Шу-Сарысуйском. В пределах этих бассейнов разрабатывается более 100 месторождений углеводородов, а в эксплуатацию вовлечено более 65% извлекаемых запасов нефти и свыше 70% – свободного газа, учтенных государственным балансом.



Рис.1. Месторождения нефти Республики Казахстан

На 1 месте Кашаган (9-е место в мире) – одно из крупнейших нефтяных месторождений, расположенного в 80 км от Атырау. Глубина шельфа – 3-7 км. На долю кашаганской нефти приходится около 25% запасов сырья на Каспии. По данным отечественных геологов, резервы казахстанского месторождения составляют 4,8 млрд тонн.

2 место занимает Тенгиз (каз. Теңіз, англ. Tengiz) – нефтегазовое месторождение, которое находится в 160 км к юго-востоку от Атырау. Открыто в 1979 году. Относится к Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Верхний нефтеносный коллектор недр залегает на глубине около 4 тыс. метров, протяженность – 19 км. По информации компании "Тенгизшевройл", общий разведанный запас в разбуренных и неразбуренных участках коллектора прогнозируется в объеме 3,1 млрд тонн, или 26 млрд баррелей. Извлекаемые запасы оцениваются от 750 млн до 1,1 млрд тонн. Месторождение обеспечивает порядка 30% нефтедобычи от общереспубликанского уровня.

На 3 месте Карачаганак – нефтегазоконденсатное месторождение Казахстана, расположенное в Западно-Казахстанской области, вблизи города Аксай. Открыто в 1979 году. Запасы проекта оцениваются в 1,2 млрд тонн нефти и 1,35 трлн м³ газа. По некоторым данным, объемы добычи на месторождении составляют 45% всего газа и 16% всех жидких углеводородов в стране.

4 место Узень – нефтегазовое месторождение в Мангистауской области Казахстана, на полуострове Мангышлак. Открыто в 1961 году. Залежи находятся на глубине 0,9 – 2,4 км. Дебит нефти 10 – 81 тонн в сутки, газа – от 8 до 230 тысяч м³/сутки. Плотность нефти 844 – 874 кг/м³. Содержание серы 0,16-2%, парафинов 16-22,6%, смол 8-20%. Прогнозируемый объем черного золота составляет около 1,1 млрд тонн. Центр добычи – город Жанаозен. В сырьевую базу входят нефтегазовые месторождения Узень и Каражанбас, газоконденсатные Тасболат, Западный Тенге, Актас, Южный Жетыбай и одно газовое месторождение Восточный Узень. Общие извлекаемые запасы оцениваются в 191,6 млн. тонн нефти.

5 место - Каламкас и Жетыбай. Каламкас – газонефтяное месторождение в Мангистауской области Казахстана, на полуострове Бузачи. Залежи находятся на глубине 0,5-1,1 км. Нефтегазоносность установлена нижнемеловыми и юрскими отложениями. Характерной особенностью нефти является наличие в них ванадия и никеля. Открыто в 1976 году. Освоение началось в 1979 году.

Жетыбай – крупное нефтегазоконденсатное месторождение в Мангистауской области Казахстана, на полуострове Мангышлак. Открыто 5 июля 1961 год.

В структуре месторождения Каламкас имеются 13 продуктивных горизонтов с общими балансовыми запасами нефти более 638 млн. тонн. Общие геологические запасы – 1 млрд. тонн. Извлекаемые запасы нефти – 67,6 млн. тонн. Геологические запасы нефти в Жетыбае составляют 330 млн. тонн, остаточные запасы – 68 млн. тонн.

6 место- Кумкольское месторождение, которое находится в Улытауском районе Карагандинской области и относится к Туранской нефтегазоносной провинции. На рис.2 представлена геологическая карта Республики Казахстан.

Открыто данное месторождение в феврале 1984 года и расположено в 230 километрах от нефтепровода «Омск - Павлодар - Шымкент» и 200—250 км севернее города Кызылорда на территории Карагандинской области, в южной части Тургайской низменности. Общая площадь территории месторождения Кумколь 23 143 га. Для Кумкольской нефти характерно низкое содержание серы и асфальтенов, однако в ее составе присутствует 10-16 % парафина, 6-10 % смол, 52-55 % асфальтенов, 20-28 % масел и механических примесей, но по сравнению, например, с Тенгизской нефтью Кумкольская нефть имеет незначительное количество агрессивных компонентов, то есть в составе нефти месторождения Кумколь в процентном соотношении доля сероводородов, углекислоты, намного меньше чем в Тенгизской нефти. На территории Южно-Тургайского бассейна помимо Кумкольского находятся еще 8 месторождений.



Рис. 2. Геологическая карта бассейнов Республики Казахстан

Месторождение Арыскуп. Месторождение нефтегазовое, открыто в 1985 году. Установлены одна нефтяная залежь в отложениях нижнего мела и две газовые залежи в верхней юре и неокоме. Нефть месторождения Арыскуп является высокопарафинистой, смолистой и бессернистой. По результатам проведенных анализов содержание парафина в нейтральной составляющей составляет 26,6 %, смол – 15,7%, из них асфальтенов - 0,22% и серы 0,19%. Величина плотности нефти составляет 0,865 г/см³. Температура застывания нефти 22 °С, вспышки 10 °С. Величина кинематической вязкости при 30 °С составляет 30,55 мм²/с, при 40 °С – 13,7 мм²/с, при 50 °С – 10,4 мм²/с.

Месторождение Майбулак. На месторождении проводились разведочные работы в 1988 - 1990 годах. Установлены четыре нефтяных горизонта максимальной площадью 5,3 км. Продуктивные горизонты залегают на глубинах 1100-1370 м. Содержание серы в нефти 0,25 %, парафина - 12,7 %, смол и асфальтенов - 3,6 %.

Месторождение Аксай. Месторождение разведывалось в 1987-1991 годах. Содержит два нефтяных горизонта в отложениях нижнего мела. Площадь залежей 59 и 10 км². Продуктивные горизонты залегают на глубинах 1550-1780 м. Содержание серы - 0,2 %, смол и асфальтенов - 9,5 % и парафина 15,3 %.

Месторождение Акшабулак. На месторождении разведка проводилась в 1988-1991 годах. В отложениях нижнего мела и юры установлены три нефтяные залежи площадью 11,8 - 34 км². Продуктивные горизонты залегают на глубинах 1610-1900 м. Содержание серы - 0,23 %, парафина - 14,38 %, смол - 8,44%.

Месторождение Бектас. Месторождение нефтегазоносное, находилось в разведке в 1989-1990 годах. В отложениях нижнего мела установлены две залежи площадью 7,6 и 13,1 км². Продуктивные горизонты залегают на глубинах 1000-1150 м. Содержание серы - 0,42 %, парафина - 15,9%, смол и асфальтенов - 10-11 %.

Месторождение Кызылкия. Месторождение с 1986 года находилось в глубоком бурении. Разведка завершена в 1991 году. Установлена одна нефтяная залежь М-II площадью 49,6 км². Глубина залегания продуктивного горизонта колеблется в пределах 1490-1630 м. Содержание в нефти серы - 0,14 %, парафина - 10,2 %, смол - 6,42 %.

Месторождение Коныс Месторождение разведывалось в 1989-1991 годах. В отложениях мела и юры установлены две нефтяные залежи площадью 11,4-54,8 км². Глубина залегания нефтеносной залежи изменяется в пределах 1200-1300 м. Содержание серы - 0,24 %, парафина - 14,14 %, смол - 10,5 %.

Месторождение Нуралы Месторождение с 1987 года находилось в глубоком бурении. Разведка завершена в 1991 году. В меловых и юрских отложениях установлены четыре нефтяные залежи площадью 6,9-21,7 км². Глубина залегания продуктивных горизонтов - 1760-1950 м. Содержание серы - 0,25 %, парафина - 15,86 %, смол - 5,94 %.

На рис. 3 представлен геологический профильный разрез Тургайского бассейна месторождений Арыкум, Кызылкия, Кумколь.

Нефть – это самый распространенный источник топлива в мире. Невершенство технологии добычи, транспортировки, переработки и хранения нефти приводит к ее значительным потерям. При современных объемах добычи в мире потери нефти достигают более 50 млн. т/год.

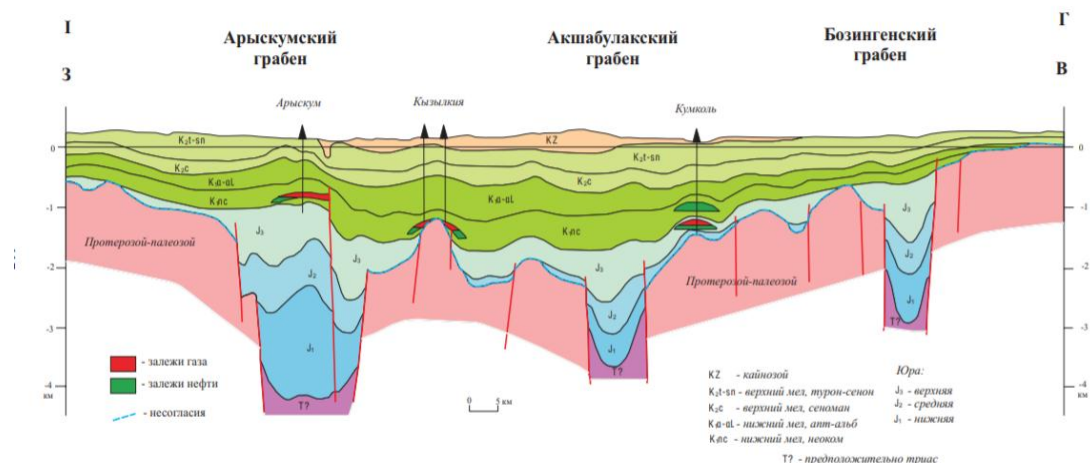


Рис. 3. Тургайский бассейн. Залежи газа и нефти Арыкумского, Акшабулакского и Бозингенского месторождений. Геологический профильный разрез

В последнее время существует тенденция к увеличению объемов добычи и транспортировки, так называемых, нефтей с нестабильными свойствами (неньютоновские жидкости) с высоким содержанием парафина, которые име-

ют высокие температуры застывания и, соответственно, аномальные реологические свойства (кривые течения нефти не подчиняются закону Ньютона) в нормальных условиях. Перекачка высокопарафинистых нефтей (ВПН) по магистральным нефтепроводам (МН) и транспортировка их в цистернах и танкерами затруднены, так как при температурах окружающей среды они обладают аномальной вязкостью и статическим напряжением сдвига, а также склонны к формированию асальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности труб, резервуаров, цистерн и другого оборудования.

Один из основных экспортных нефтепроводов для перекачки высоковязких и высокопарафинистых нефтей Казахстана является Кумколь-Каракоин-Шымкент.

Высоковязкая нефть южной и западной части Казахстана создает много проблем при транспортировке по трубопроводам большой протяженности, таким как трубопровод «Кумколь-Каракоин-Барсенгир-Атасу», из-за их физико-химических характеристик. При более низкой температуре парафин может кристаллизоваться и осаждаться на поверхностях стенок трубы. Поскольку температура на стенках меньше, чем температура в центре потока, это приводит к градиенту температуры и градиенту концентрации, вызывая молекулярную диффузию кристаллов парафина к стенке. Со временем накопление твердых углеводородов и, как следствие, уменьшение внутреннего диаметра. По словам ученых, осаждение парафина происходит в результате пристенного переноса за счет процесса диффузии, дисперсии сдвига и броуновского движения. Ряд факторов, которые могут повлиять на скорость парафиновых отложений: температура перекачиваемой нефти, температура стенки трубопровода, скорость потока, время пребывания, концентрация парафина, шероховатость труб и др. Отложение парафина вызывает увеличение падения давления при высоких скоростях потока, что может привести к повышенным затратам на перекачку и снижение производительности, износ оборудования.

На сегодняшний день существуют различные методы предотвращения образования парафина, механические, термические, химические методы и др.

На рис.4, рис. 5 представлены механические способы очистки полости трубопроводов от парафиновых отложений.



Рис.4. Часть парафиновых отложений, вынесенных скребком в камеру приема

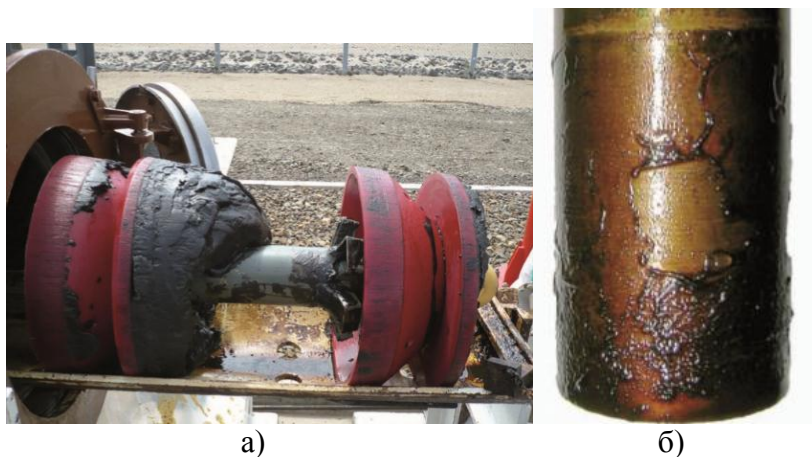


Рис. 5. а) стержневой дисковый скребок со скребковыми манжетами из упругого материала, б) парафины (АСПО), выделившиеся на холодном стержне

Из многочисленных способов борьбы с парафинистыми отложениями при транспортировке нефти наиболее эффективными признано введение химических реагентов, предотвращающих или ингибирующих отложение парафинов. В качестве таких реагентов используют поверхностно-активные вещества и депрессорные присадки (ДП). Преимущество последних заключается в том, что, помимо предотвращения парафиноотложения, они улучшают свойства нефти, снижают температуру потери текучести, что важно при дальнейшем транспорте. Одним из способов улучшения свойств высоковязких и высокостывающих нефтей является ввод в их состав синтетических компонентов, в качестве которых могут быть использованы низкомолекулярные олефеины, длиноцепные альфа-олефеины и соолигомеры. Примером таких современных присадок явилась присадка с условным названием ЛКМА (продукт на основе линолевой кислоты и малеинового ангидрида), а также композиционный состав, включающий углеводородный растворитель и госсипол технический, которые придают присадке высоко поверхностно-активные свойства, обеспечивают ей термодинамическую устойчивость и стабильность, благодаря слабым межмолекулярным взаимодействиям и проявлению синергетического эффекта при добавлении их к парафинистой нефти. Таким образом получился следующий состав присадки, с. %: ЛКМА – 60-80%, госсипол технический – 10-12%, растворитель толуол – остальное. Благодаря наличию функциональных групп присадка адсорбируется на границе разделов фаз, снижая межфазное натяжение. Такой механизм действия присадки, обеспечивает моющий и диспергирующий эффект, который удаляет САВ с загрязненной поверхности и удерживает в дисперсной фазе, не давая им осесть на поверхности. Данная присадка была исследована на сырой нефти месторождения «Нуралы», и смеси нефти «Нуралы-Акшабулак» в соотношениях 60:40 (рис.6). Т.к. термические методы не всегда применимы,

по экономической причине, а также выделения низкокипящих фракций парафинов, тем самым нарушая углеводородный состав нефти, поэтому данные исследования показали что при введении 200 ppm присадки температура застывания увеличивается на 18 °С, а кинематическая вязкость снижается с 8,2 до 6,4 мм²/с. Для смеси «Нуралы-Акшабулак» при введении 100 ppm присадки температура застывания увеличивается на 24 °С, а кинематическая вязкость снижается с 21,0 до 14,9 мм²/с.

После прекращения поставки западносибирской нефти в 1998 г. На нефтепроводе Кумколь-Каракоин-Шымкент перекачка западной нефти стала невозможной в северном направлении Каракоин-Барсенгир-Атасу, тогда нефтяные смеси, транспортируемые по трубопроводу «Кумколь-Каракоин-Барсенгир-Атасу» по проекту Западный Казахстан-Китай, начали смешивать, в целях повышения качества перекачки. Смесь Кумколь 1: Кумколь (64%), Акшабулак (32%), Арысское (4%). Смесь Кумколь 2 путем смешения Коныс (6%) сырой нефти к смеси Кумколь 1.

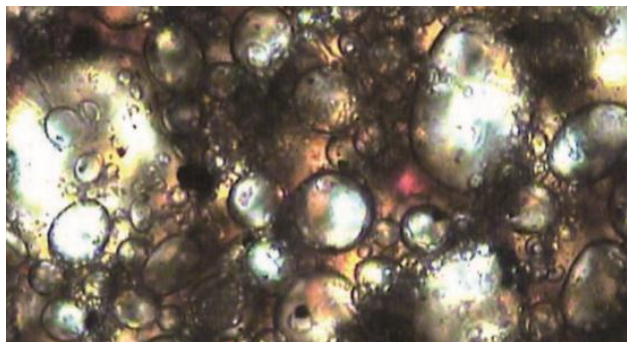


Рис. 6. АСПО после нагрева до температуры плавления и охлаждения (слева без реагента, справа с реагентом)

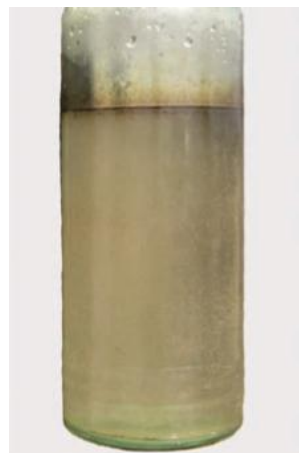
Еще есть один способ перекачки - гидротранспорт высоковязких и высокопарафинистых нефтей. Сущность данного способа состоит в том, что высоковязкая нефть и вода смешиваются перед перекачкой в такой пропорции, чтобы образовалась эмульсия типа «нефть в воде». В этом случае капли нефти окружены водяной пленкой и поэтому контакта нефти со стенкой трубы не происходит.

Недостатком данного способа гидротранспорта является опасность инверсии фаз, т. е. превращения эмульсии «нефть в воде» в эмульсию «вода в нефти» при изменении скорости или температуры перекачки. Такая эмульсия имеет вязкость даже большую, чем вязкость исходной нефти (рис.7).

Кроме того, при прохождении эмульсии через насосы она очень интенсивно перекачивается и впоследствии ее сложно разделить на нефть и воду.



а)



б)

Рис.7. а) эмульсия «вода в нефти», б) эмульсия «нефть в воде»

В заключении можно отметить:

1) основной причиной образования асфальтосмолопарафинистых отложений является изменение термодинамического состояния среды, что приводит к частичной кристаллизации и свободному выпадению твердой фазы с последующим осаждением взвешенных частиц непосредственно на стенках оборудования, в частности в магистральных трубопроводах;

2) АСПО уменьшают полезное сечение в трубах и, как следствие, значительно снижают производительность и увеличивают расход электроэнергии при ее перекачке. В крайних случаях АСПО приводят к остановке трубопровода из-за полного перекрытия поперечного сечения;

3) для предотвращения образования АСПО в НКТ рекомендуется выполнение профилактических мероприятий с использованием химических, термических и механических методов.

Список литературы

1. Абрамзон, Л. С. Рациональная перекачка вязких и застывающих нефтей совместно с разбавителями / Л. С. Абрамзон, Р. Г. Исхаков, П. И. Тугунов. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1977- 59 с.
2. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа / С. А. Ахметов [и др.]. – Москва : Химия, 2005 – 735 с.
3. Современное состояние и перспективы развития нефтепереработки и нефтехимии в РК / Е. Калдызоев [и др.] // Междунар. науч.-практ.конф. - КУДН-Шымкент, 2006. - С. 219-222.
4. Маренов, Б. Т. Получение реагентов депрессорного действия для транспортировки парафинистой нефти / Б. Т. Маренов, К. С. Надиров, Э. Э Рамазанова // Нефть и Газ. – 2018. - № 6 (108). - С. 89.

5. Особенности углеводородного состава и реологических свойств парафинистых нефтей месторождений Южного Торгая / Е. С. Карамов [и др.] // Нефть и газ. - 2010. - № 4 (58). – С. 69-75.

6. Новоселов, В. Ф. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки : учебное пособие / В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак. - Уфа : Изд. УНИ, 1988. - 108 с.

7. Способы борьбы с отложениями парафина / А. М. Насыров [и др.]. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1991. - 44 с.

8. Яценко, И. Г. Свойства трудноизвлекаемых нефтей в зависимости от содержания парафинов / И. Г. Яценко // Нефть и газ. – 2008. - № 6 (48). - С. 50-60.

УДК 669.1

Асланов Э.Ф., Вовк Б.В.

МЕТОДЫ СБЕРЕЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЮГОРСК»

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

Аннотация: В статье проанализированы методы сбережения природного газа в ООО «Газпром Трансгаз Югорск». Рассмотрены программы природоохранных мероприятий. Разработана технология выполнения внутритрубной дефектоскопии газопроводов с применением метода ЭМАП для определения состояния изоляционного покрытия.

Abstract: The article analyzes the methods of saving natural gas in ООО «Gazprom Transgaz Yugorsk». Considered a program of environmental measures. A technology has been developed to perform in-line inspection of gas pipelines using the EMAP method for determining the state of an insulating coating.

Ключевые слова: метод ЭМАП, программа энергосбережения, новации, стратегии импортозамещения, энергосервисные пакеты, программы природоохранных мероприятий.

Keywords: EMAP method, energy saving program, innovations, import substitution strategies, energy service packages, environmental protection programs.

В целях предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду и, соответственно, повышения экологической безопасности в Обществе ежегодно подготавливается программа природоохранных мероприятий, основными принципами которой являются внедрение ресурсосберегающих технологий, модернизация существующего производства и повышение его экологической эффективности.

В течение пяти последних лет введен ряд инноваций, осуществленных в рамках выполнения Программы природоохранных мероприятий. Среди них - испытания мобильной компрессорной станции в Краснотурьинском ЛПУМГ. МКС (рис. 1) служит для перекачки газа из участков магистральных газопроводов, подготавливаемых к ремонту, в соседний параллельный газопровод, а также для проведения пневмоиспытаний маги-

стрального газопровода природным газом после выполненного капитального ремонта. Ожидаемый экологический эффект – снижение выбросов метана при ремонтах и испытаниях магистральных газопроводов. [1]

В результате установлено, что в целом мобильные компрессорные станции по параметрам соответствуют техническим требованиям и в процессе эксплуатации реализуют значительное сокращение выбросов метана при ремонтных работах.



Рис. 1 Мобильная компрессорная станция

Успешным опытом является установка горелочных устройств с предварительным смешиванием топлива на агрегатах типа ГТК-10-4 и ГТК-25ИР. На сегодняшний день камеры сгорания с предварительным смешиванием топлива эксплуатируется 153 из 305 агрегатов ГТК-10-4 и 2 из 63 агрегатов типа ГТК-25ИР. Положительный эффект – снижение концентраций выбросов оксида азота 72 % на агрегатах ГТК-10-4 и на 80 % - на агрегатах ГТК-25ИР.

Положительные результаты показало использование природного газа в качестве моторного топлива для автомобильного транспорта (рис. 2). На сегодняшний день в Обществе на газовом топливе работают более 700 единиц автотехники. Результат – снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от передвижных источников. [2,3]



Рис. 2 Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция

Также стоит отметить установку автоматической системы контроля выбросов ЗВ в атмосферу в Комсомольском ЛПУМГ. Ожидаемый эффект – уменьшение выбросов оксида азота и углерода от ГПА в результате контроля выбросов и регулировки параметров ГПА.

Соответственно, использование этих технологий позволяет ощутимо снизить отрицательно воздействие на окружающую среду, экономить ресурсы.

Для этих же целей на предприятии разработана и вводится Программа энергосбережения, выполнение которой позволяет ежегодно сокращать потребление топливно-энергетических ресурсов. Существенный вклад в суммарную экономию ТЭР приходится на природный газ – около 89% от общей экономии.

Не менее значимы в плане экономии природного газа организационные и технические мероприятия, проводимые перед началом ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов и на компрессорных станциях. Их выполнение позволяет исключить до 41% выбросов метана. Это перепуск части газа из ремонтируемых участков газопровода, использование газа при планово-предупредительных работах на собственные нужды компрессорных цехов, дополнительная выработка газа из отключенных участков МГ при помощи газоперекачивающих агрегатов.

Комплексный подход к решению задач в области рационального природопользования и охраны окружающей среды позволяет добиваться значительных успехов в достижении намеченных целей, минимизировать экологические риски, возникающие от производственной деятельности предприятия.[4]

Главные критерии выбора новаций, безусловно, - это их эффективность и безопасность применения в производстве.

На основе Программы инновационного развития ПАО «Газпром» до 2020г. в Обществе разработаны собственная программа инновационного развития и Программа внедрения новых технологий, инновационных продуктов и услуг.

В указанных программах представлен комплекс взаимоувязанных мероприятий, направленных на разработку и внедрение новых технологий, инновационных продуктов и услуг, соответствующих мировому уровню, а также на создание благоприятных условий для развития инновационной деятельности в Обществе. Безусловно, наши программы учитывают основные положения Программы инновационного развития «Газпрома» и охватывают практически все производственные направления деятельности предприятия.

Основной целью разработки программ является соответствие технического уровня развития предприятия современным требованиям, и в первую очередь таким требованиям Группы Газпром, как обеспечение инновационного развития Общества, отвечающего вызовам времени (изменениям технологических и экономических требований к работе ГТС, стратегии импортозамещения и др.), интеграция и систематизация данных о проводимых в Обществе проектах по внедрению новой техники и техноло-

гий для повышения управляемости и приоритизации работ, формализация технологических приоритетов Общества для систематизации подготовки и повышения качества предложений Общества в программу НИОКР ПАО «Газпром». То есть определены приоритеты технологического развития Общества, направленные прежде всего на повышение надежности и эффективности работы оборудования и снижение нагрузки на окружающую среду, на базе которых сформирован портфель перспективных технологий, предлагаемых к внедрению на предприятии.

Учитывая специфику деятельности предприятия, закономерно, что наиболее эффективными являются мероприятия, нацеленные на снижение энергозатрат в процессе транспорта газа.

Тем более что основной парк производственных мощностей формировался в период до 1990-х гг., что обуславливает существующий в настоящий момент коэффициент использования топлива ГПА на уровне 27%.

Суммарные затраты на энергоресурсы собственных технологических нужд составляют порядка 4,5 млрд. р. ежегодно, при этом потенциал экономии за счет внедрения современных энергоэффективных решений – не менее 5 млрд. р. в год.

Именно для реализации этого потенциала в Обществе разработан комплекс мероприятий по снижению энергоемкости транспорта газа, объединенных в так называемые энергосервисные пакеты.

Получено согласие ПАО «Газпром» на реализацию мероприятий первого предложенного нами энергопакета, что позволит добиться ежегодной экономии более 1,5 млрд. р. в год.

В его рамках определены наиболее перспективные инновационные проекты, такие как внедрение технологии по утилизации тепла отходящих газов КС с выработкой электроэнергии от 5 до 16 МВт и подачей газа на собственные нужды КС, оптимизация участка газотранспортной системы с установкой на КС сменной проточной части.

Сегодня разработан и направлен на рассмотрение в ПАО «Газпром» второй пакет предложений. Представленные в нем мероприятия прошли апробацию на объектах компрессорных станций Общества и подтвердили свои высокие инвестиционные показатели.

В стадии проработки находится третий энергосервисный пакет, включающий предложения по оптимизации эксплуатационных решений газоперекачивающего агрегата ГТК-25И(Р), оптимизации алгоритма управления газоперекачивающих агрегатов ГТН-16, РGT-10, а также по оснащению газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-16 шахтой выхлопа с пониженным сопротивлением и др.

Кроме того, одним из наиболее значимых результатов деятельности предприятия в части снижения эксплуатационных затрат считаю разработку совместно с Городским центром экспертиз (Санкт-Петербург) программного комплекса «Статус ГТЮ».

Комплекс позволяет проводить расчет всех требуемых показателей технического состояния линейной части МГ, регламентированных

НТД, их визуализацию. Для целей ретроспективного анализа качества внутритрубной диагностики, ремонтов, да и самих прочностных моделей в программном комплексе было выполнено воссоздание жизненного цикла труб – создан «трубный журнал» на основе алгоритма распознавания идентичных труб на каждом участке газопровода. «Статус ГТЮ» содержит средства автоматизации планирования ремонтов, которые в режиме онлайн позволяют формировать планы ремонтных работ с учетом ограничений по финансовым и технологическим параметрам и оценивать техническое состояние до и после ремонтов.

Разработанный комплекс является хорошим приложением к внедряемой в ПАО «Газпром» Системе управления техническим состоянием и целостностью объектов газотранспортной системы.

Отдельное внимание в Обществе, уделяется развитию газомоторного парка предприятия. Сегодня мы эксплуатируем 735 газобаллонных автомобилей, 12 автоматических газонаполнительных станций и 4 передвижных автомобильных газозаправщика. В 2015 году реализовано почти 5,5 тыс м³ газа, что позволило заместить более 4 тыс т жидкого моторного топлива.

Совместно с Московским государственным техническим университетом имени Баумана создана специальная технология и комплект оборудования для осуществления ремонта коррозионных дефектов труб МГ, с использованием автоматизированной выборки и сварки (наплавки). Технология аттестована в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-974-2015, а оборудование внесено в «Реестр технологий сварки «Газпром». Ее применение даст возможность экономить ощутимые средства при проведении ремонта линейной части.

Разработана технология выполнения внутритрубной дефектоскопии газопроводов с применением метода ЭМАП для определения состояния изоляционного покрытия. Новшество этой разработки заключается в применении для дефектоскопии физических принципов, которые позволяют выявить дефекты не только металла трубы, но и изоляционного покрытия.

Внедрение и совершенствование таких методов даст возможность повысить качество планирования ремонтных работ и грамотное направление материальных средств.

Список литературы

1. Абузова, Ф. Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Ф. Ф. Абузова. – Москва : Недра, 2008. - 176 с.
2. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов. – Москва : Недра, 1999. - 368 с.
3. Тухбатуллин, Т. Ф. Повышение эффективности управления технологическими режимами транспорта газа : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Т. Ф. Тухбатуллин. – Москва : ВНИИГАЗ, 2013. - 176 с.
4. Балтабаев Р. Р. Современный метод утилизации попутного нефтяного газа на блочно-модульных установках / Р. Р. Балтабаев, Е. В. Огудова

// Нефтегазовый терминал № 13 : сб. ст. Междунар. науч.-технич. конф. - Тюмень: Вектор Бук, 2017. – С. 36-38

5. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности в 2 т. : учебное пособие / Г. Г. Васильев, А. Н. Гульков, Ю. Д. Земенков, А. Д. Прохоров и др. – Москва : Инфра-Инженерия, 2008. -1216 с.

УДК 621.643.053

Ахмедов А.М.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ПОДДЕРЖКИ РЕМОНТИРУЕМОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ МЕТОДА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА С ПЕРЕИЗОЛЯЦИЕЙ

Волгоградский государственный технический университет,
г. Волгоград, Россия

Аннотация Целью является разработка устройства для осуществления поддержки ремонтируемого участка магистрального трубопровода при осуществлении метода капитального ремонта с переизоляцией. Предлагаемое устройство позволит обеспечить беспрепятственное прохождение машин осуществляющие подготовку поверхности и нанесение изоляционного покрытия на трубу. В качестве метода исследования использован метод моделирования. Конструктивное исполнение устройства выполнено с возможностью дистанционного управления. С точки зрения практической значимости применение устройства позволит выполнить поддержку ремонтируемого участка магистрального трубопровода при выполнении метода капитального ремонта с переизоляцией с сохранением пространственного положения в траншее.

Abstract: The objective of the paper is to develop a device for the support of a main pipeline section under repair when a major repair technique with the re-insulation is carried out. The proposed device will enable to secure an unobstructed passing of machines preparing the surface and putting insulation onto the pipe. A modeling method has been used as a research technique. The structural design of the device is performed suitable for remote control. In the context of practical value, the application of the device will enable to support the main pipeline section under repair when carrying out a major repair technique with the re-insulation preserving the spatial position in the trench.

Ключевые слова: Капитальный ремонт, магистральный трубопровод, поддержка участка трубопровода, переизоляция участка трубопровода, метод капитального ремонта

Key words: Major repairs, main pipeline, support of a pipeline section, re-insulation of a pipeline section, method of major repairs

Введение. В 2017 году по справочным данным [1] ПАО «Газпром» капитальный ремонт на магистральных газопроводах был выполнен на 810 км. При осуществлении метода капитального ремонта с переизоляцией существует необходимость в поддержке участка магистрального трубопровода.

Актуальность. Технологический процесс поддержки является вспомогательным, так как без него невозможно качественно осуществить различные технологические процессы, входящие в технологию. Кроме этого для прохода

машин по трубе необходимо обеспечить беспрепятственное перемещение всех машин задействованных в переизоляции, а именно: машины для предварительной очистки старой изоляции, машины для окончательной очистки старой изоляции, машины для нагрева поверхности трубы, машины для нанесения праймера, и машины для нанесения изоляционного покрытия.

Из вышесказанного можно с уверенностью сказать, что улучшение технологического процесса поддержки участка трубопровода, несомненно, является актуальной на сегодняшний день. Тем более, в нефтегазовых обществах нашей страны, при эксплуатации, существует необходимость в проведении метода капитального ремонта участка магистрального трубопровода с переизоляцией.

Используемые методы исследования. При создании устройства применялся метод моделирования.

Целью является разработка устройства для осуществления поддержки ремонтируемого участка магистрального трубопровода при осуществлении метода капитального ремонта с переизоляцией.

Для осуществления данной цели необходимо решить следующие задачи:

- разработать устройство для поддержки ремонтируемого участка магистрального трубопровода;

- разработать конструкцию, которая обеспечит дистанционное управление устройством на расстоянии;

- обеспечить возможность применения устройства в траншее для выполнения метода капитального ремонта с переизоляцией с сохранением пространственного положения в траншее.

Новизной является то, что впервые предлагается инновационное устройство для выполнения поддержки ремонтируемого участка трубопровода, конструкция которого выполнена таким образом, чтобы исключить необходимость в выполнении предварительного подъема трубы с отметки заложения грузоподъемными механизмами для установки устройства в рабочее положение.

Основная часть. Известные технические решения [2,3] для поддержки магистрального трубопровода на сегодняшний день имеют существенные недостатки.

При осуществлении вскрытия траншеи в местах расположения устройств необходимо выполнять извлечение грунта ниже нижней образующей трубопровода. Затем при помощи машины для подкопа выполняют зачистку грунта ниже нижней образующей трубы, только в пределах приямка.

После осуществления вскрытия магистрального трубопровода, в местах где необходимо выполнять поддержку устанавливается предлагаемое устройство в количестве двух.

Предлагаемое устройство (рис.1) состоит из винтовых свай 1, которые закручивают в дно траншеи 2, металлической рамы 3, рельсов 4 с упорами на концах 5, тележки 6 с гидравлическими домкратами 7, рамы 8, объединяющей штоки 9 домкратов, которая перемещается в вертикальном направлении и ложемент 10 для укладки на нее трубы 11.

В каждом месте, где необходимо осуществлять поддержку трубы 11 устанавливают два устройства на расстоянии в 2,5 м. друг от друга. При приближении машины 12, например, для выполнения нагрева поверхности трубы 11, первую по ходу движения опору 13 выключают из работы, по поддержке опуская гидравлические домкраты 7 и перемещая тележку 6 в нерабочее положение. После прохода машины 12 тележку 6 возвращают обратно под трубу в рабочее положение посредством гидравлического цилиндра 14. Далее приводя домкраты 7 в вертикальное движение до соприкосновения ложементов 10 с трубой 11. Далее вторую по ходу движения опору 15 выключают из работы и включают ее обратно в работу аналогично первой после прохода машины 12. Для работы устройств, в траншее сбоку от нее на поверхности земли установлен прицеп 16 с маслостанцией 17 и электрогенератором 18.

Расстояние между попарно-расположенными устройствами устанавливается в пределах 2-2,5 метров, что позволяет поочередно выключать и включать в работу тележки 6 с домкратами 7. Расстояние между соседними прямыми с установленными в них устройствами определяется в зависимости от собственного веса ремонтируемого участка трубопровода и оборудования (машин которые передвигаются по трубе в момент выполнения метода капитального ремонта с переизоляцией).

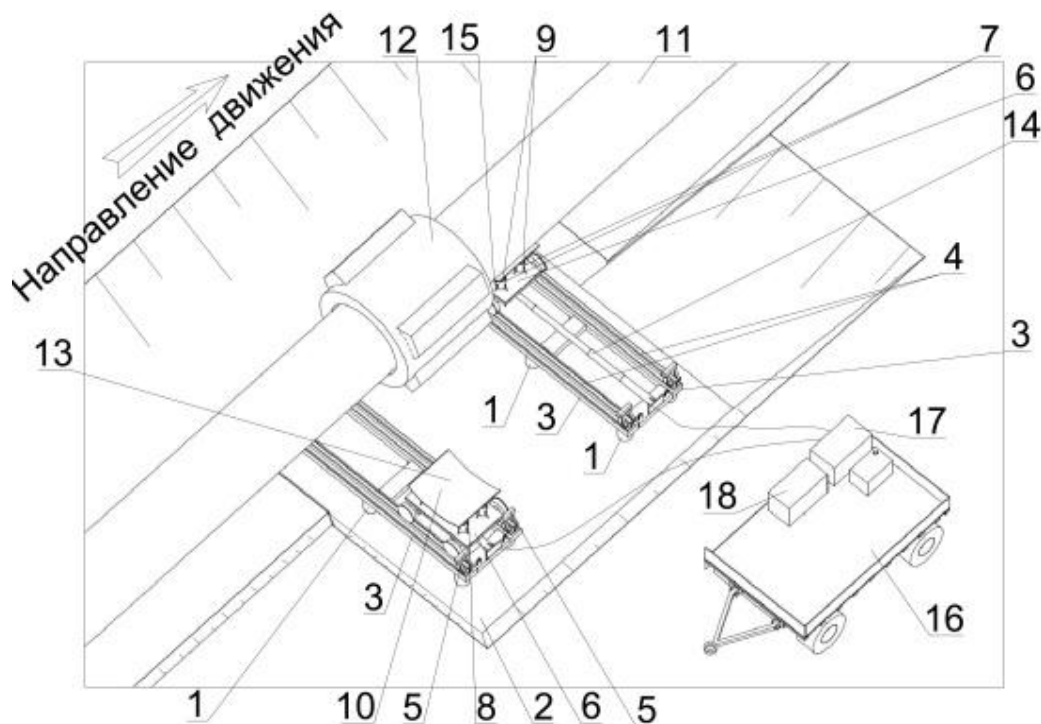


Рис. 1 Пространственная модель предлагаемого устройства где 1 – винтовые сваи, 2 – дно траншеи, 3 – металлическая рама, 4 – рельсы, 5 – упоры, 6 - тележка, 7 – гидравлический домкрат, 8 – рама объединяющая штоки домкратов, 9 – штоки домкратов, 10 – ложемент, 11 – труба, 12 – машина для нагрева трубы, 13 – первая из попарно расположенных опор в нерабочем положении по ходу движения машин задействованных в переизоляции, 14 – гидравлический цилиндр, 15 – вторая из попарно расположенных опор по ходу движения машин задействованных в переизоляции, 16 – прицеп, 17 – маслостанция, 18 – электрогенератор

Заключение. Данное устройство позволит обеспечить качественное проведение метода капитального ремонта с переизоляцией. Устройство устанавливается в траншее, что позволит обеспечить поддержку ремонтируемого участка трубопровода на протяжении всего периода проведения ремонтных работ. Предлагаемое устройство, простое в конструкции и быстро монтируется. По завершении выполнения работ устройство можно полностью извлечь вместе с винтовыми сваями, что позволит применять его многократно, исключая необходимость в приобретении дополнительных частей.

Предлагаемое устройство позволит исключить необходимость в применении трубоукладчиков при сопровождении ремонтно-строительной колонны.

Список литературы

1. Газпром в цифрах 2013-2017 [Электронный ресурс] : справочник / - Режим доступа : <http://www.gazprom.ru/f/posts/57/287721/gazprom-in-figures-2013-2017-ru.pdf> (режим доступа 25.01.2019).

2. Семин, Е. Л. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов с применением грунтовых и инвентарных опор / Е. Л. Семин // Трубопроводный транспорт. – 2011. – № 4 (26). – С. 25-27.

3. Пат. 2079761 Российская Федерация, МПК F16L1/024 F16L3/01. Устройство-опора для поддержания трубопровода / А. А. Калугин, В. А. Куликов; патентообладатель Специальное конструкторское бюро «Газстроймашина». – № 94032961/06; заявл. 09.09.94 ; опубл. 20.05.97, Бюл. № 14. – 4 с.

УДК 656.73.31.41

Баев К.Е.

АНАЛИЗ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ПРОЦЕССАХ ИХ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В данной статье рассматриваются различные виды потерь нефти при добыче, транспортировке и хранении, а также современные методов борьбы с потерями, приводящими к их сокращению. Основной метод предупреждения — рационализация систем и поддержание их в оптимальном состоянии благодаря постоянной проверке оборудования.

Abstract: This article discusses various types of oil losses during production, transportation and storage, as well as modern methods of dealing with losses that lead to their reduction. The main method of prevention is to rationalize the systems and keep them in optimal condition by constantly checking the equipment.

Ключевые слова: потери нефти, сокращение потерь, методы борьбы.

Keywords: oil losses, loss reduction, control methods.

Потери можно разделить на количественные, количественно-качественные и качественные.

Количественные потери происходят из-за утечек, переливов, неполного слива транспортных емкостей и резервуаров.

Количественно-качественные происходят при испарении нефти и нефтепродуктов.

Качественные потери возникают в результате смешения, загрязнения, обводнения, окисления нефтепродуктов.

Помимо этого, следует упомянуть о потерях углеводородного сырья, характеризующих *естественную убыль* и безвозвратные потери при авариях. Под *естественной убылью* понимаются потери, которые являются следствием несовершенства средств и технологии приема, хранения, отпуса и транспорта продуктов.

Таблица 1

Потери нефти и нефтепродуктов

Источники потерь	Потери, %
В резервуарах	64,8
в том числе:	
от «больших дыханий»	54,0
от выдуваний	4,6
от газового сифона	0,9
при зачистке	5,3
в насосных станциях	2,3
с канализационными стоками	7,5
В линейной части	23,5
в том числе:	
от утечек	22,3
от аварий	1,2
при наливке железнодорожных цистерн	1,84

Естественная убыль может быть также обусловлена воздействием метеорологических факторов. На старых нефтяных месторождениях

широко применялись негерметизированные двухтрубные самотечные системы сбора нефти, газа и воды, характеризующиеся высокими потерями лёгких фракций нефти.

Производится частая чистка трубопроводов от парафина, солей и механических примесей, отложения которых интенсивны из-за низкой скорости жидкости. Потери легких фракций нефти и газа могут составлять до 30% из-за негерметизированных резервуаров и мерников.

Несовершенство процессов промышленного разгазирования приводит к значительным потерям газа при сепарации легких нефтяных фракций, которые являются ценным сырьем для производства бензинов.

При добыче возможно исключить потери, соблюдая требования стандартов, технических условий, правил технической эксплуатации. Аварийные потери, а также потери, вызванные стихийными бедствиями или действием посторонних сил, можно избежать посредством применения новых технологий, усовершенствованного оборудования.

На величину потерь также оказывает влияние температура нефтепродукта, время, потраченное на налив/слив, способ налива/слива, конструкция для данных операций.

При водных перевозках потери происходят из-за испарения, утечек, аварий. Путевые потери зависят от прочности резервуаров и герметичности судов, а также соблюдения правил заправки в судно максимально разрешенного для данного рейса объема продукции

Основная доля потерь приходится на резервуары. В резервуарных парках происходят потери от испарения, утечек, смешения и аварий.

Методы сокращения потерь выбирают исходя из расчетов с учетом климатических и производственных условий. Погодные условия изменяются в течение всего года. Особый контроль устанавливается за резервуарами, длительное время находящимися в эксплуатации. Необходимо проводить мероприятия по антикоррозийной защите.

Важным средством борьбы с потерями является внедрение автоматизации на трубопроводе, которое позволяет вести перекачку в оптимальном режиме. Значительное сокращение достигается при перевозке нефти и нефтепродуктов танкерами. Сокращение потерь может быть достигнуто перевозкой нефтепродуктов под повышенным давлением, а также в судах оболочечного типа.

Для предотвращения потерь нефти и нефтепродуктов в наше время широко применяются следующие средства:

1. окраска оборудования в светлые тона;
2. усиление герметизации;
3. различные изоляционные покрытия, уменьшающие риски быстрого коррозионного разрушения;
4. своевременная проверка на наличие дефектов и их устранение;

5. использование автоматизации для уменьшения потерь нефти и нефтепродуктов.

Добыча и переработка нефти будет увеличиваться с каждым годом, пока растет спрос на продукцию и доходы покрывают расходы. Следовательно, необходимо разрабатывать различные методы борьбы с потерями нефти. И тогда не только вырастет прибыль компаний, но и будет наноситься меньший вред окружающей среде.

Список литературы

1. Борьба с потерями нефти [Электронный ресурс] : энциклопедия // Пути российской нефти. – Режим доступа : <http://discoverrussia.interfax.ru/wiki/34>.

2. Попова, З. А. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов: руководство для инженеров / З. А. Попова, Е. Л. Ржавский, Л. П. Романова. – Москва : Недра, 1972. – 88 с.

3. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Ф. Ф. Абузова [и др.]. – Москва : Недра, 1981. – 248 с.

4. Оценка потерь нефти при хранении ее в резервуарах [Электронный ресурс] // Интернет-помощник. – Режим доступа : <http://helpiks.org/3-53756.html>.

5. Потери нефти и нефтепродуктов от испарения [Электронный ресурс] // Технические статьи. – Режим доступа : http://ros-PIPE.ru/tekh_info/tekhnicheskie-stati/khranenie-i-transportirovka-nefteproduktov/poteri-nefti-i-nefteproduktov-ot-ispareniya/

6. Потери нефтепродуктов при их хранении. Виды потерь и методы их сокращения [Электронный ресурс] // Файловый архив студентов. – Режим доступа : <https://studfiles.net/preview/3846641/page:19/>

7. Фуникова, Е. Н. Основные геологические и геодинамические риски при проектировании и эксплуатации трубопроводов и их мониторинг / Е. Н. Фуникова, Е. В. Огудова // Нефтегазовый Терминал : сб. научных статей памяти проф. Н. А. Малюшина. – Тюмень, 2016. - № 10. - С. 118-122.

8. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Объекты и режимы работы : учебное пособие / под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 282 с.

9. Tank structural fatigue fracture in hydrocarbon transportation / A. Pimnev [et al.] // MATEC Web of Conferences 2016. С. 04024 XV International conference “topical problems of architecture, civil engineering, energy efficiency and ecology – 2016”. - Tyumen, 2016.

10. Земенкова, М. Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов : монография / М. Ю. Земенова. – Тюмень : ТИУ, 2018. – 397 с.

СЕРОВОДОРОДНАЯ КОРРОЗИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: Промысловые и магистральные трубопроводы подвержены различным видам коррозии, часто коррозия имеет четко выраженный характер. Для определения актуальной причины разрушения трубопровода необходимо проведение исследовательской работы с целью всестороннего изучения факторов, воздействующих на трубопровод.

Abstract: Field and main pipelines are subject to various types of corrosion, often it has a pronounced character. In order to determine the actual cause of the pipeline failure, it is necessary to conduct research in order to fully study the factors affecting the pipeline.

Ключевые слова: сероводородная коррозия, питтингообразование, водородное охрупчивание.

Keywords: hydrogen sulfide corrosion, pitting formation, hydrogen embrittlement.

Сероводород H_2S - агрессивный газ, провоцирующий кислотную коррозию, которую в этом случае называют сероводородной коррозией, потому что, растворяясь в воде, он образует слабую кислоту.

Коррозионное действие на металл H_2S , O_2 , H_2O заметно увеличивается при увеличении давления. Некоторые ученые считают, что скорость коррозии трубопроводов находится в прямой зависимости с давлением газа, проходящего через этот газопровод. Так же отмечается, что при давлении до 20 атмосфер и влажном газе достаточно даже следов сероводорода 0,002–0,0002% об., чтобы вызвать значительные коррозионные разрушения металла труб, уменьшая срок службы трубопровода до 5–6 лет.

Из-за коррозионных действий сероводорода, присутствующего в газах, заметно сокращается срок службы оборудования при добыче, транспорте, переработке и использовании газа. В промышленных условиях особенно большому коррозионному действию подвергаются трубы, задвижки, счетчики газа, компрессоры, холодильники. Большая часть сероводорода реагирует с металлом и может отложиться в виде продуктов коррозии на клапанах компрессоров, на внутренних стенках аппаратуры, коммуникаций и магистрального газопровода. Анализ коррозионных отложений выявляет наличие в отложениях большого процента сернистого железа и элементарной серы.

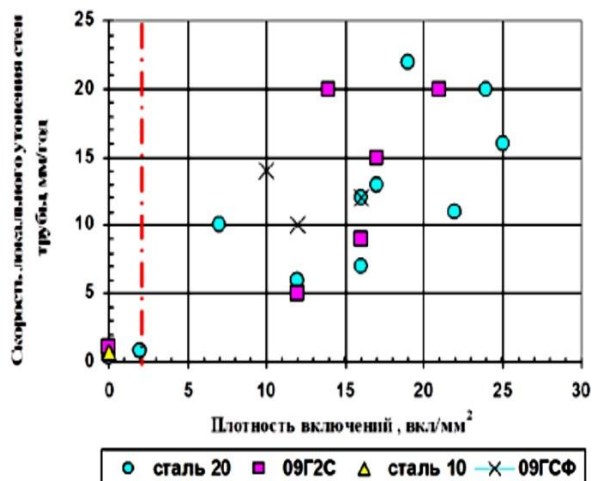
Бороться с сероводородной коррозией очень трудно: вопреки добавкам ингибиторов кислотной коррозии, трубы из специальных марок нержавеющей стали быстро выходят из строя. И даже полученную из сероводорода серу перевозить в металлических цистернах можно в течение

ограниченного срока, поскольку цистерны преждевременно разрушаются из-за растворенного в сере сероводорода.

Отличительной чертой сероводородной коррозии от других видов коррозии является *питтингообразование*.

Под слоем сульфидов железа на поверхности железа или стали могут образоваться глубокие язвы и питтинги. Образующаяся в области анодных потенциалов элементарная сера может полимеризоваться и дополнительно экранировать подложку.

Множеством исследований показано влияние металлургических факторов, неметаллических включений на склонность к питтинговой коррозии в сероводородсодержащей среде. Было выявлено, что причина преждевременных разрушений нефтепромысловых трубопроводов связана с наличием в стали неметаллических включений, содержащих кальций, появляющихся в процессе обработки жидкой стали в ковше при использовании неоптимальных технологических параметров, которые назвали коррозионно-активными неметаллическими включениями (КАНВ).



а

б

Рис.1. Питтинговая коррозия на поверхности трубопровода (а) и зависимость скорости локальной коррозии от содержания КАНВ (б)

Ускорение коррозионных процессов в присутствии КАНВ связано с растворением защитных пленок продуктов коррозии, и с увеличением скорости переноса кислорода.

В общем, наличие питтинговой коррозии вокруг КАНВ2 определяется высокой растворимостью сульфида кальция в нейтральных хлорсодержащих средах. Предлагается следующий механизм формирования питтинга в нержавеющей сталях.

Щелевая коррозия чаще всего поражает болтовые соединения, развивается в зазорах между частями металлоконструкций, а также под отложениями. На магистральных трубопроводах она практически не

встречается. При эксплуатации резервуаров ее можно заметить на болтовых соединениях приемо-раздаточного и завистного патрубка, люка-лаза, на днище под отложениями.

Данный вид коррозии характерен для оборудования нефтедобывающей промышленности, изготовленного из широкого спектра черных и цветных сплавов. Так соединение элементов конструкций из различных металлов и сплавов (на основе железа, никеля, меди, алюминия, титана), а также металлических покрытий, испльзующихся в агрессивной среде, может способствовать увеличению скорости коррозии менее благородного металла.

Сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (СКРН) - разрушение металла, вызванное одновременным воздействием механических напряжений и агрессивной среды, содержащий сероводород.

Этот вид разрушений возникает в форме водородного растрескивания с возникновением видимых визуально трещин и мелких расслоений во многих, расположенных в плоскостях параллельных поверхности трубы, постоянно растущих по величине под напряжением металла и без напряжения.

По существующим представлениям СКРН сталей является следствием наводороживания и снижения пластических свойств металла в процессе электрохимической коррозии при наличии сероводорода. Наличие в добываемом газе влаги и сероводорода вызывает на поверхности стали коррозионные процессы, в результате которых образуются продукты коррозии и водород. Часть образовавшегося водорода проникает в металл и накапливается в местах трехосного напряженного состояния - границы зерен, карбидные и сульфидные частицы и др. Здесь водород понижает предельную величину межатомных сил притяжения и тем самым способствует образованию микротрещин и последующему быстрому развитию магистральной трещины. Процесс разрушения усиливается за счет дефектов структуры металла, таких как неметаллические включения, дефекты металлургического происхождения, неоднородность структуры и других.

СКРН более характерно для сталей с высокой механической прочностью и низкими пластичными свойствами. Вследствие быстроты развития СКРН и при отсутствии визуально наблюдаемой общей коррозии этот вид разрушения трудно поддается диагностике и поэтому является наиболее опасным.

Сероводородное растрескивание стали имеет несколько проявлений и определяется рядом внешних и внутренних факторов. К *внешним факторам* относят: концентрацию в газе сероводорода и углекислого газа; общее давление газа; суммарные растягивающие напряжения. К *внутренним факторам* относят: химический состав стали; прочность; термообработку и структуру.

Водородное охрупчивание — процесс охрупчивания и разрушения некоторых металлов по причине воздействия атомарного водорода. Наиболее подвержены водородному охрупчиванию высокопрочные стали, а также сплавы титана и никеля.

Диффузия водорода в твердый металл может происходить при повышенных температурах (тепловая обработка, сварка), при гальванизации, при коррозии и декапировании. Одним из объяснений механизма водородного охрупчивания может являться рекомбинация атомарного водорода в молекулярный на дислокациях и нанопорах с сопровождающим этот процесс резким возрастанием давления и последующим зарождением трещин в металле.

Современные методы борьбы с сероводородной коррозией.

1) Применение сталей, стойких к сероводородной среде (низколегированные и углеродистые стали, высоколегированные, стойкие к коррозии стали и сплавы).

2) Применение защитных покрытий

Защитные покрытия представляют собой наиболее часто используемые средства предотвращения коррозии. Они являются стандартными средствами предотвращения наружной коррозии на всех объектах – от морских платформ до трубопроводов и технологических сосудов. Защитные покрытия также могут применяться на внутренних стенках резервуаров-хранилищ, трубопроводов и судов-хранилищ. К причинам их повсеместного использования можно отнести простоту и невысокие затраты на нанесение. Большинство типов защитных покрытий наносится системами жидких красок, но также используются металлопокрытия и полимерные материалы. В некоторых отраслях применяют керамические покрытия, но их хрупкость ограничивает их использование в нефтепромысловом оборудовании.

3) Применение электрохимической защиты

Даже самые совершенные современные покрытия на основе органических материалов в силу своей природы не могут обеспечить надежную противокоррозионную защиту материала трубопровода в течение всего времени его эксплуатации. Поэтому, в соответствии с действующими стандартами и другими нормативными документами, все магистральные трубопроводы подлежат комплексной защите – изоляции и электрохимической защите. При этом следует иметь в виду, что последняя является дополнительной мерой. Ее назначение – подавить анодный процесс лишь на небольших по площади участках дефектов в изоляции. Справиться с защитой оголенного участка трубы существенной площади она не может.

Список литературы

1. Медведева, М. Л. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров: учебное пособие / М. Л. Медведева, А. В. Мурадов ; ред. А. К. Прыгаев. - Москва : Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2013. — 250 с.

2. Сокол, И. Я. Структура и коррозия металлов и сплавов / И. Я. Сокол. – Москва : Металлургия, 1989. – 400 с.

3. Сероводородная коррозия трубопроводов тепловых сетей [Электронный ресурс] // Интернет-помощник. - Режим доступа : http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3454.

4. Коррозия сероводородная [Электронный ресурс] // Энциклопедия по машиностроению XXL. – Режим доступа : <https://mash-xxl.info/info/160958/>

УДК 621.644.07

Байдакова Я.С.

АКТУАЛЬНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ «БЕЗОПАСНОГО» ВРЕМЕНИ ОСТАНОВКИ НЕФТЕПРОВОДА

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: в статье особое внимание уделяется оценке времени безопасного охлаждения трубопровода после остановки, последствиям длительной остановки перекачки нефти в холодный период года.

Abstract: the article focuses on estimating the time for safe cooling of the pipeline after a shutdown, the consequences of a long shutdown of oil pumping during the cold period of the year.

Ключевые слова: «безопасное» время остановки, тепловые процессы, нефтепровод.

Keywords: «safe» stopping time, thermal processes, pipeline.

Эксплуатация нефтепроводов в суровых климатических условиях России имеет ряд трудностей, связанных с низкими температурами и химическим составом перекачиваемой нефти. При перекачке нефти, насыщенной парафинами, а также смолами и асфальтенами возникают отложения этих веществ на стенке трубопровода. Такая нефть имеет довольно высокую температуру застывания, из-за чего любая остановка перекачки нефти представляет собой опасность застывания нефтепровода. При понижении температуры нефти значительно возрастает ее вязкость. Около 90 % добываемой в России нефти транспортируется по нефтепроводам. В силу этого рассматриваемая задача определения температурного режима нефтепровода в режиме остановки является актуальной.

При проведении тепловых расчетов «горячих» или «теплых» трубопроводов, по которым транспортируются застывающие жидкие углеводороды, особый интерес представляют последствия длительной остановки перекачки в холодный период года. Важной задачей является определение времени «безопасной» остановки нефтепровода. При остановке трубопровода начинается процесс его охлаждения окружающим грунтом. В конечном счете это может привести к застыванию продуктов

и полной закупорке трубопровода. Если насосные агрегаты головной нефтеперекачивающей станции линейного участка не смогут обеспечить необходимого напора для повторного запуска трубопровода, то перекачка продукта на этом участке прекратится.

На рис.1 представлено круговое сечение трубы магистрального нефтепровода.

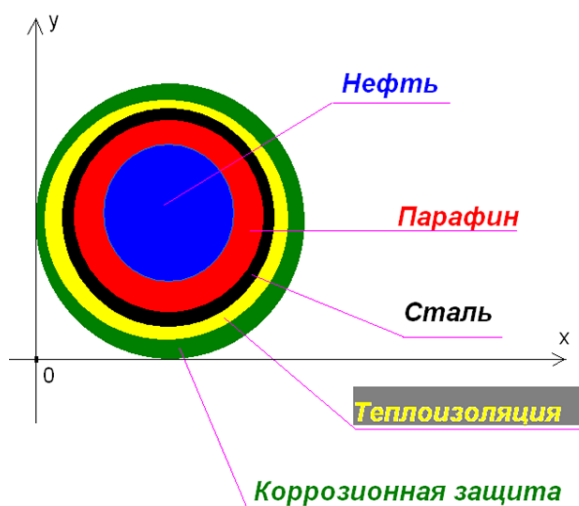


Рис. 1. Осевое сечение трубопровода

Первый, внутренний слой является нефтью, наполняющей трубопровод. Основной проблемой при перекачке нефти является наличие парафинов. Важно поддерживать такой тепловой режим в трубопроводе, чтобы нефть была маловязкой и парафины, смола, асфальтены и сернистые соединения не осаждались. Но все же в действующих трубопроводах, как правило, присутствует слой отложений парафина на трубе.

Третий слой представляет собой слой металла, собственно трубу. Обычно в качестве металла используют сталь, в том числе различные сорта углеродистой стали. Она обеспечивает прочность трубопровода, является основной несущей конструкцией. Существуют нефтепроводы, изготовленные из различных полимерных материалов, однако, при нестационарных режимах работы в них образуются трещины. Поэтому в условиях климата России и учитывая стратегическую важность трубопроводного транспорта, использование металлического слоя является обязательным.

Четвертый слой обеспечивает теплоизоляцию. На сегодняшний день самым лучшим и довольно доступным теплоизолятором является полиуретан.

Внешний, пятый слой трубопровода представляет собой слой коррозионной защиты. Он сооружается на большинстве нефтепроводов и может представлять собой как полимерные материалы, так и бетон, и другие материалы.

Охлаждение жидких углеводородов в подземных трубопроводах в основном определяется скоростью охлаждения массива грунта, вмещающего трубопровод, поскольку теплосодержание жидких углеводородов во

много раз меньше количества тепла, аккумулированного грунтом. Охлаждение системы «трубопровод – грунт» протекает в следующей последовательности: вначале быстро охлаждаются стенка трубы и наиболее нагретые слои грунта, прилегающие непосредственно к трубе, поскольку здесь формируются максимальные градиенты температуры; для более отдаленных точек грунта после выключения источника тепла некоторое время наблюдается повышение температуры, что объясняется инерцией тепловых процессов. Затем интенсивность тепловых процессов уменьшается, так как большую роль в них начинают играть более удаленные слои грунта с меньшими градиентами тепла, и в конечном счете температура массива грунта достигает начального значения; такую же температуру приобретает в остановленном трубопроводе транспортируемая жидкость. В процессе охлаждения значительно меняются физические свойства грунта, возможно изменение агрегатного состояния грунтовой воды и льда и т.п.

Ликвидация последствий «самозамораживания» трубопровода может приводить к значительным потерям жидких углеводородов, загрязнению окружающей среды, а также к значительным финансовым потерям.

«Безопасным» временем остановки «горячего» или «теплого» трубопровода, по которому перекачивают жидкие углеводороды, называют такое время, по истечении которого возобновление перекачки происходит без осложнений, т.е. потери на сдвиг и трение остановленного продукта не превышают возможностей предыдущей (вверх по потоку) насосной станции. При постоянной работе трубопровода оценка времени безопасного охлаждения жидких углеводородов в трубопроводе после его остановки выполнена с помощью метода конечных разностей. Решаемая в работе задача сопряжена со многими неопределенностями, которые сказываются на точности моделирования рассматриваемых тепловых процессов. Кроме того, при подготовке проектных документов необходимо предусматривать резерв по времени на безопасные остановки трубопровода. Поэтому при подготовке проектных требований по времени допустимой остановки «горячего» трубопровода можно рекомендовать в качестве консервативной оценки значения времени безопасной остановки трубопровода, уменьшенные на 25...35 % по сравнению с полученными. Точная оценка времени безопасной остановки «горячего» трубопровода является очень сложной задачей, решение которой кроме преодоления математических сложностей потребует в качестве граничных и начальных исходных данных большого массива детальной информации о реальных тепловых режимах, как самого трубопровода, так и грунта вокруг него.

Список литературы

1. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев [и др.]. – Москва : Недра, 1988. – 368 с.
2. Эксплуатация магистральных нефтепроводов : учебное пособие. - 3-е изд., переработ. и доп. / ТюмГНГУ; ред. Ю. Д. Земенков. – Тюмень : Вектор Бук, 2003. – 664 с.

3. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Объекты и режимы работы : учебное пособие / под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. –Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 282 с.

УДК 665.62.66.011

Баталов Е.В., Глебова О.В.

ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВЫРАБОТКИ ДИСТИЛЛЯТА ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ПРОИЗВОДСТВЕ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В данной статье проанализированы проблемы повышения производительности выработки дистиллята газового конденсата на производстве. На основе полученных данных можно сделать вывод, что при производстве дистиллята потери не значительны.

Abstract: This article analyzes the problems of increasing the productivity of production of gas condensate distillate in production. Based on the data obtained, it can be concluded that in the production of distillate losses are not significant.

Ключевые слова: Дистиллят, конденсат, топливо, продукция.

Keywords: Distillate, condensate, fuel, products.

Целью создания и функционирования предприятия является получение максимально возможной прибыли за счет реализации потребителям производимой продукции, на основе которой удовлетворяются социальные и экономические запросы трудового коллектива и владельцев средств производства. Снижение издержек производства, рациональное использование материальных ресурсов, достижение более высоких экономических показателей и, прежде всего повышение производительности труда и эффективности производства, и на этой базе снижение себестоимости. Для их решения большое значение имеет совершенствование управления в целях повышения его эффективности, а также расчеты и сравнение показателей эффективности производства предприятия. Необходимым условием разрешения поставленных задач является научный поиск, анализ, обобщение практики и обоснование такой системы управления предприятием, которая могла бы обеспечить повышение эффективности производства и насыщение рынка высококачественными товарами, доступными для массового потребителя.

Изучены характеристики дистиллята газового конденсата легкого и рассмотрено повышение производительности выработки продукта путем минимальных затрат на производство сырья. Объект изучения – дистиллят газового конденсата легкой. Объект, задействованный в проведении аналитического контроля продукта - центральная заводская лаборатория. Задачей является: изучение характеристик и показателей продукта, изучение

характеристик и показателей попутных продуктов – конденсата газового стабильного и широкой дистилляной фракции, получение норм выработки продукта для повышения операционной эффективности предприятия.

1. Дистиллят газового конденсата лёгкий. Виды нефтепродукта

Дистиллят газового конденсата – один из продуктов переработки природных газов. В его состав входят бензиновые и керосиновые фракции, но отсутствуют смолистые вещества и асфальтены. Дистиллят часто называют дизельным топливом ДГК, нафтом, белой нефтью или лигроином. Вещество не растворяется в воде, имеет характерный запах и консистенцию.

Виды дистиллята газового конденсата:

- легкий – нефтепродукт представляет собой смесь углеводородов C_3-C_8 , используется в качестве сырья для нефтехимических производств и изготовления топлива;

-средний – дистиллят получают методом ректификации стабильного газового конденсата. Состав продукта близок к дизельному топливу зимних марок;

- тяжелый – остаточные фракции перегонки стабильного газового конденсата, для использования в технологических установках, стационарных котельных.

Дистиллят газового конденсата в качестве самостоятельного вида топлива используется только в некоторых видах ламп и в тяжелой строительной технике. Чаще всего нефтепродукт применяется как добавка в бензин. Дистиллят также становится одним из компонентов высокооктановых присадок, является хорошим растворителем для лакокрасочного производства. Из смеси углеводородов получают котельное, дизельное, реактивное топливо и бензин высокого качества. При правильной очистке и стабилизации дистиллят может стать сырьем для производства пластмассы. Для его транспортировки необходимо знать и строго соблюдать специальные меры безопасности. Перевозка осуществляется в герметичной таре из антикоррозийного материала, небольшими объемами.

2. Характеристики исследуемых нефтепродуктов

В научно-исследовательской работе предметом исследования является дистиллят газового конденсата легкий. Легкие виды дистиллята газового конденсата самые распространённые и являются смесью углеводородов C_3-C_8 . Они применяются как сырьё для нефтехимии и в качестве добавок к бензинам. Имеют оттенок от прозрачного до слегка желтого и отличаются однородным составом, не требующим дополнительной очистки. Так же может использоваться в качестве горючего для тракторных двигателей, но не для легковых автомобилей с дизельным двигателем, так как сгорая, он образует ароматические углеводороды и смолы, которые оседают на стенках камеры, форсунках и поршне. Характеристики дистиллята газового конденсата легкого, определяемые при аналитическом контроле нефтепродукта, указаны в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика ДГКЛ

Наименование показателей	Требования/ марка	
	А	Б
1 Фракционный состав:		
- температура начала перегонки, °С, не ниже	35	30
- 10% перегоняется при температуре, °С, не выше	85	110
- 50% перегоняется при температуре, °С, не выше	120	130
- 90% перегоняется при температуре, °С, не выше	150	170
- конец кипения, °С, не выше	215	215
- остаток, %, не более	2,0	2,0
- остаток и потери, %, не более	4,0	4,0
2 Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не выше	80(600)	80(600)
3 Плотность при 20 °С, кг/м ³	Не менее 700	Не менее 700

Характеристика и физико-химические показатели широкой дистиллятной фракции

Широкая дистиллятная фракция используется при производстве дистиллята газового конденсата легкого и является одной из составляющей продукта. Является малоопасным продуктом и по токсикологической характеристике относится к веществам 4 класса опасности. Предельно допустимая концентрация паров углеводородов ШДФ в воздухе производственных помещений – 300 мг/м³. Для получения исследуемого продукта широкая дистиллятная фракция по физико-химическим показателям должна соответствовать нормам марки «В», указанным в таблице 2.

Таблица 2

Физико-химические показатели качества ШДФ

Наименование показателей	Норма для марки	
	А	В
1 Фракционный состав:		
- температура начала перегонки, °С, не менее	28	50
- 10% перегоняется при температуре, °С, не выше	50	110
- 50% перегоняется при температуре, °С, не выше	80	130
- 90% перегоняется при температуре, °С, не выше	120	160
- конец кипения, °С, не выше	150	190
2 Давление насыщенных паров, кПа (мм ртст), не более	93,33 (700)	80,0 (600)
3 Плотность при 20 °С, кг/м ³	Не менее 700	Не менее 700

Характеристика конденсата газового стабильного и требования, предъявляемые к продукту

Конденсат газовый стабильный (КГС) – газовый конденсат, получаемый путем очистки нестабильного газового конденсата от примесей и выделения из него углеводородов C_1 – C_4 . Является одним из компонентов дистиллята газового конденсата легкого. Конденсат газовый стабильный должен соответствовать требованиям таблицы 3.

Таблица 3

Требования к КГС

Наименование показателя	Значения
1 Давления насыщенных паров, кПа (мм. рт.ст.), не более	66,7 (500)
2 Массовая доля воды, % не более	0,5
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
4 Плотность при 20 °С, кг/м ³ ;	Не нормируется

Для получения дистиллята газового конденсата легкого нужной марки необходимо изменить рецептуру приготовления и компаундирование потоков «облегченного» конденсата газового стабильного и широкой дистиллятной фракции марки «В». Таким образом, чтобы на выходе получить необходимый объем продукта, который соответствует вышеописанным характеристикам. При смешении потоков в режиме получения дизельных, указанных в диаграмме, расход нефтепродуктов составляет 100%, из них широкая дистиллятная фракция-68%, конденсат газовый стабильный-19,96%, дизельное топливо 12%, потери 0,04%. На выходе получаем 100% дистиллята газового конденсата легкого марки «Б».

Материальный баланс выхода продукта указан на рисунке 1.

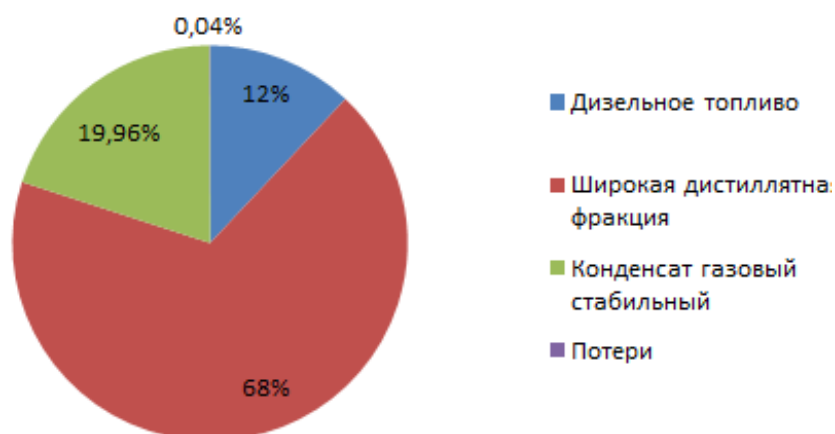


Рис. 1 Расход нефтепродуктов при получении ДГКл

3. Аналитический контроль образца

В результате проведения аналитического контроля были определены такие показатели, как фракционный состав, давление насыщенного пара, определение плотности продукта при 20 С, и выявлен дистиллят газового конденсата легкой марки «Б», так как 90% отгона-150,5, что выше нормы для марки «А». Давление насыщенного пара и плотность продукта так же соответствует марке «Б». Фактические результаты проведения анализов приведены в таблице 4.

Таблица 4

Результаты проведения аналитического контроля

Наименование показателя	ДГКл норма для марки		Фактический результат
	«А»	«Б»	
Фракционный состав			«Б»
НК, не ниже	35	30	41
10%, не выше	85	100	62
50%, не выше	120	130	98
90%, не выше	150	170	150,5
Конец кипения	215		179,5
Остаток	2,0		1,5
Остаток и потери	4,0		2,0
ДНП, кПа, мм.рт.ст	80 (600)		79,8 (599)
Плотность при 20 °С, кг/м ³	Не нормируется		707,1

Таким образом, в научно-исследовательской работе были изучены характеристики и показатели исследуемого продукта, а также смешение образцов для получения готового продукта. В результате компаундирования потоков при работе установки в режиме получения дизельных топлив, расход нефтепродуктов составляет 100%, из них только 0,04% приходится на потери. При аналитическом контроле брака не выявлено, установлена марка дистиллята газового конденсата легкого (марка «Б»). Исходя из этого, можно сделать вывод, что на выходе получается продукт, который соответствует вышеописанным требованиям и нормам выработки на производстве.

Список литературы

1. Голубева, И. А. Сургутский завод стабилизации конденсата (ООО «Газпром переработка») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. - 2017. — № 4. — С. 37-42
2. Смидович, Е. В. Технология переработки нефти и газа. Ч. 2 / Е. В. Смидович. - Москва : Химия, 1968. – 376 с.

3. Эрих, В. Н. Химия и технология нефти и газа / В. Н. Эрих, М. Г. Расина, М. Г. Рудин. - 3-е изд. - Москва, 1985. – 480 с.

4. Протасов, В. Н. Физико-химическая механика материалов оборудования и сооружений нефтегазовой отрасли : учебник для ВУЗов / В. Н. Протасов. –Москва : Недра, 2011. - 250 с.

5. Костылева, Е. Е. Энергосбережение при переработке и эффективная утилизация тяжелых остатков углеводородных топлив : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.14.04 / Е. Е. Костылева. - Казань, 2004. – 16 с.

УДК 665.613.22: 532.135

Баталов Я.М.

ИССЛЕДОВАНИЕ АЛГОРИТМА РАСПОЗНАВАНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ СМЕШАННОГО ГАЗА НА ОСНОВЕ МАТРИЦЫ СЕНСОРНЫХ ОБОНЯТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ОКСИДОВ МЕТАЛЛОВ И ПОЛУПРОВОДНИКОВ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация. Как типичный машинный индекс обонятельной системы, точности идентификации и определения концентрации гибридного газа является низким. В этой статье предлагается новый метод идентификации и определения концентрации гибридного газа. В этом методе анализ основных компонентов ядра (АГКЯ) используется для извлечения нелинейных характеристик смешанного газа различных компонентов, а затем используется классификационное моделирование алгоритма К-ближайшего соседа (КБС) для реализации распознавания целевого газа. Кроме того, этот метод использует многовариантную векторную машину релевантности (МВМР) для регрессии нелинейного входного сигнала с несколькими входами для реализации определения концентрации гибридного газа. Предложенный способ обоснован с использованием CO и CH₄ в качестве экспериментальной системы образцов

Abstract. As a typical machine olfactory system index, the accuracy of hybrid gas identification and concentration detection is low. This paper proposes a novel hybrid gas identification and concentration detection method. In this method, Kernel Principal Component Analysis (KPCA) is employed to extract the nonlinear mixed gas characteristics of different components, and then K-nearest neighbour algorithm (KNN) classification modelling is utilized to realize the recognition of the target gas. In addition, this method adopts a multivariable relevance vector machine (MVRVM) to regress the multi-input nonlinear signal to realize the detection of the concentration of the hybrid gas. The proposed method is validated by using CO and CH₄ as the experimental system samples.

Ключевые слова: матрица датчиков, обнаружение газа, идентификация газа, анализ главных компонент ядра, многомерная машина векторов релевантности.

Keywords: sensor array, gas detection, gas identification, kernel principal component analysis, multivariate relevance vector machine.

С быстрым развитием современной науки и техники, сенсорные технологии и методы распознавания образов продолжают совершенствоваться, способствуя развитию машинного обоняния. Обоняние машины - это технология бионического обнаружения, которая использует электронные устройства для моделирования биологических обонятельных систем. Система широко используется для качественной идентификации газа / запаха и количественного определения. В отличие от технологии машинного зрения, которая демонстрирует зрелое развитие и широкое применение, технология машинного обоняния все еще находится на стадии исследований и разработок. Данная технология демонстрирует широкий спектр возможностей применения в таких областях, как мониторинг окружающей среды [1], вспомогательная медицинская диагностика [2], промышленное производство и общественная безопасность. Соответствующие ученые постоянно посвятили себя исследованию связанных технологий (чувствительных к газу материалов, производственных процессов, методов обработки сигналов, методов распознавания образов, газовых молекулярных структур и т. Д.) В машинном обонянии и получили ряд результатов исследований [3]. Млекопитающие могут использовать свою естественную обонятельную систему, чтобы легко идентифицировать некоторые запахи, но они не могут легко обнаружить определенные бесцветные газы без запаха. В частности, при утечке некоторых легковоспламеняющихся и взрывоопасных токсичных газов (таких как монооксид углерода и метан) они будут причинять вред при определенной концентрации, что будет сильно угрожать жизни и имуществу человека. Поэтому очень важно качественно идентифицировать и количественно обнаружить различные опасности и вредные газы в производственных и жилых помещениях человека.

Обонятельная система машины включает в себя три основных компонента: матрицу газовых датчиков; (2) устройство сбора и обработки сигналов; (3) алгоритм распознавания образов. Газовый датчик собирает электрические сигналы, а комбинация различных датчиков может эффективно улучшить селекционную способность датчика. Выходной электрический сигнал от датчика проходит через систему сбора данных и аналого-цифрового преобразования для получения последовательности ответных сигналов. После методов предварительной обработки параметры признаков извлекаются из каждого ответного сигнала, а значения признаков затем извлекаются с помощью методов многомерной обработки сигналов. Наконец, параметры объекта или его значения отправляются в систему распознавания образов для получения информации о типе и концентрации газа. Алгоритм распознавания образов состоит из двух основных частей: качественная идентификация и количественное обнаружение. Эксплуатационные требования к датчикам газа, как к ключевым устройствам для обнаружения газа, предъявляют все более высокие требования к его точности, производительности и стабильности. Показатели эффективности газовых датчиков в основном включают чувствительность, селективность, время отклика, энергопотребление, обратимость, адсорбционную способность и стоимость изготовления. Однако возникновение

определенных факторов приведет к нестабильности датчика газа, например, структурным изменениям, сдвигам фаз и изменениям в окружающей среде. Поэтому для обеспечения того, чтобы датчик газа генерировал стабильный и воспроизводимый сигнал в течение определенного периода, критически важно использование химически и термически устойчивых материалов для оптимизации элементного состава чувствительного элемента и размера зерна [4]. Среди многих типов датчиков металлооксидные полупроводниковые (ПГД) газовые датчики широко используются для обнаружения газа благодаря их быстрому отклику, низкой стоимости и длительному сроку службы. Тем не менее, поскольку характеристика перекрестной чувствительности преобладает в газовых сенсорах ПГД, и нет никакого газо-селективного газового сенсора, использование одиночного газового сенсора ПГД не может распознать смешанный газ [5]. В машинных обонятельных системах широко используется технология массива газовых датчиков ПГД. Основная структура состоит в том, чтобы сформировать матрицу датчиков для группы датчиков газа ПГД с различной чувствительностью газа. Этот метод улучшает селективность отдельного газового датчика и получает больше информации о многоканальных ответных сигналах, обеспечивая реальные средства для обнаружения и анализа состава смешанных газов.

Рациональные машинные обонятельные системы полагаются на технологию массива газовых датчиков ПГД и алгоритмы распознавания образов для обнаружения и анализа смешанных газов. Современное направление исследований машинного обоняния - это, главным образом, разработка газочувствительных ПГД-материалов и изучение алгоритмов распознавания образов. Эффективное устройство сбора сигнала является предпосылкой обонятельной системы машины. Селективность и чувствительность газового датчика ПГД могут быть улучшены с помощью композиционных материалов, процессов подготовки и методов легирования. Тем не менее, нет единого селективного материала для исследования чувствительности газа ПГД, и перекрестные чувствительные характеристики все еще существуют. Улучшение характеристик обнаружения и анализа компонентов газовой смеси только с помощью чувствительных к газу материалов не дает удовлетворительных результатов. Таким образом, многие исследования были сосредоточены на использовании методов обработки сигналов для улучшения характеристик обнаружения и анализа машинной обонятельной системы. В некоторых исследованиях отмечается важность метода обработки сигналов в машинной обонятельной системе. Тем не менее, улучшение производительности алгоритма может лучше достичь эффекта классификации сигналов и расширить возможности обнаружения и анализа обонятельной системы машины. Одно исследование использовало хаотический алгоритм НСОП для идентификации дистиллированных ликеров; скорость распознавания достигла 100%, а скорость сходимости была в 75,5 раза выше. Чжан использовал алгоритм распознавания образов НОШ, основанный на АГКЯ, чтобы улучшить устранение фоновых помех и улучшить точность предсказания смешанных газов.

Распознавание образов может быть определено как идентификация или классификация выборок сложных сигналов. Современная машина обонятельной системы в основном состоит из двух частей: качественное распознавание газа и количественное обнаружение. Следовательно, машинная обонятельная система также может быть определена как распознавание образов. В анализ главных компонент (АГК) и искусственная нейронная сеть (ИНС) использовались для объединения оптимальных параметров признаков. Используя МГК, было получено хорошее разделение между сигналами смешанного газа, и вероятность распознавания искусственной нейронной сети составила 98%. Ван предложила стратегию активного восприятия с более высокой точностью классификации, чем у МГК, которая может оптимизировать потоковую модуляцию в режиме онлайн, достичь более высокой точности распознавания, увеличить скорость распознавания и снизить затраты на обучение и тестирование. В исследованиях использовался независимый компонентный анализ (АНК) для разложения многомерного вектора на статистические компоненты, которые были как можно более независимыми и исключали избыточность исходных данных. В исследователи сравнили эффективность количественного обнаружения газа МБПУ алгоритмов с несколькими множественными входами (АСНМВ) и алгоритмов с множественными входами и одним выходом (АМВОВ) и улучшили точность обнаружения концентраций с несколькими отдельными газами. Предложил Ли-Жи и др., метод, сочетающий взвешенный ядерный дискриминантный анализ Фишера (ВЯДАФ) с квантово-поведенческой оптимизацией роя частиц (КПОРЧ) и повторной обработкой исходной собственной матрицы с использованием ПВАДЯФ. повышая точность извлечения параметров признака при прогнозировании раневой инфекции и горючих газов. В предложен гибридный метод обнаружения газа, основанный на одноклассных машинах опорных векторов (МОВ). Степень распознавания двух образцов газа достигла 95,24% и 94,83% соответственно. Хотя вышеупомянутые методы в некоторой степени эффективно позволяют идентифицировать смешанный газ и определять концентрацию, как МГК, так и АНК являются методами линейного выделения признаков, а извлеченные признаки являются линейными добавлениями исходных признаков. Однако ответные сигналы газовых сенсоров ПГД имеют нелинейные характеристики. Внутренняя структура фактического набора данных не находится в той же плоскости; таким образом, методы МГК и АНК не идеальны. Алгоритм ИНС требует большого количества параметров, а эмпирически определенные веса и пороги будут вызывать колебания скорости распознавания газа. Кроме того, алгоритм ИНС требует большого количества процессов обучения, которые могут быть невозможны для небольших выборочных наборов данных. Модель классификации МОВ. используемый для небольших выборок и нелинейных задач, ограничен тем, что функция ядра должна удовлетворять условию Мерсера. С увеличением количества обучающих выборок число опорных векторов линейно увеличивается, а разреженность модели значительно уменьшается. МОВ требует оптимизации

параметров для достижения наилучшей скорости распознавания, что значительно увеличивает объем вычислений.

Чтобы разрешить нелинейные характеристики откликов газового датчика ПГД на сигналы со смешанным газом, мы представляем АГКЯ как метод извлечения признаков для сигналов со смешанным газом. АГКЯ рассматривает ограничения МГК для извлечения функций нелинейных данных. Посредством функций ядра нелинейные данные в низкоразмерном пространстве отображаются в многомерное пространство для анализа, чтобы достичь нелинейного выделения признаков. Алгоритм К-ближайшего соседа (КБС) используется в качестве метода классификации. Алгоритм имеет ясную и простую цель и является очень зрелым. Алгоритм КБС может обеспечить более высокую точность классификации для смешанных газов, используя извлеченный сигнал АГКЯ. В качестве метода регрессии концентрации используется многовариантная векторная машина релевантности (МВМР). МВМР был представлен Феянфаном и др. в 2006 году как метод одновременной регрессии многовыходовых переменных. Методика широко используется в диагностике разломов и геомагнитном прогнозировании. МВМР основан на иерархической структуре байесовской вероятностной модели и является расширением алгоритма машины векторов корреляции. Алгоритм требует меньше выборочных данных и предлагает высокую точность прогнозирования и сильную способность к обобщению. При структуре априорных параметров теория автокорреляционных решений используется для удаления неактуальных точек и получения разреженной модели. Множественные вероятностные вероятные функции введены для достижения нескольких выходов, чтобы уменьшить вычислительную сложность. Следовательно, МВМР может решить сложную нелинейную взаимосвязь между концентрацией смешанного газа и ответным сигналом матрицы датчиков газа ПГД, чтобы реализовать регрессию концентрации смешанного газа.

Список литературы

1. Борисов, А. А. Экспериментальное исследование распространения детонации газообразных смесей в свободном цилиндрическом заряде / А. А. Борисов, В. Н. Михалкин, С. В. Хомик // Химическая физика. - 1989. - Т. 8, № 6. - С. 798-809.
2. Бекетаева, А. О. Применение ENO (essentially non-oscillatory) схемы для моделирования течения многокомпонентной газовой смеси / А. О. Бекетаева, А. Ж. Найманова // Труды V совещания российско-казахстанской рабочей группы по вычислительным и информационным технологиям, Новосибирск, 6-8 фев. 2007 г. // Вычислительные технологии. - 2007. - Т. 12, спец. вып. 4. - С. 17-25.
3. Квасов, И. Н. Абсолютизация методов по улавливанию паров углеводородов в разных отраслях промышленности / И. Н. Квасов, Ю. В. Непойранова, А. К. Мусайбекова // Материалы междунар. науч.-техн. конф. 10 марта 2018. - Тюмень, 2018. - С. 214-219.

4. Коротценков, Г. Нестабильность кондуктометрических газовых датчиков на основе оксидов металлов и подходы к повышению устойчивости. Датчики химических приводов : краткий обзор / Г. Коротценков, Б. К. Чо // ЦИО. – 2011. – 156. – С. 527–538.

5. Основы нефтегазового дела : учебник для ВУЗов / ред. А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Изд. 2-е, доп. и испр. - Уфа : ООО “ДизайнПолиграфСервис”, 2002 – 544 с.

6. Бекетаева, А. О. Применение ENO (essentially non-oscillatory) схемы для моделирования течения многокомпонентной газовой смеси / А. О. Бекетаева, А. Ж. Найманова // Труды V Совещания российско-казахстанской рабочей группы по вычислительным и информационным технологиям, 6-8 фев. 2007. – Новосибирск, 2007. - Т. 12. - Спец. вып. 4. - С. 17-25.

7. Бурахта, В. А. Электрохимические сенсоры на основе полупроводниковых материалов в анализе объектов окружающей среды : автореф. дис. ... д-ра. хим. наук : 02.00.02 / В. А. Бурахта. – Уральск, 2003 – 324 с.

8. Gas Sensor Based on RFID Tag Antenna for Harsh Environment // Proceedings of the IEEE International Symposium on Antennas & Propagation; Fajardo / I. Gammoudi [et al.] // Puerto Rico. - 2016. - P. 1271–1272.

УДК № 656.089.2

Будилов Е.А.

КОНТРОЛИРУЕМОЕ СЖИГАНИЕ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА МОРЕ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: При разливах нефти всегда остро стоит вопрос нанесения ущерба экологии. Как известно, современные проблемы – требуют современных решений. В данной статье проведен анализ наиболее современного способа ликвидации разливов нефти на море – контролируемого сжигания нефти.

Abstract: In case of oil spills, the issue of environmental damage is always acute. As it is known, modern problems require modern solutions. This article analyzes the most modern method of oil spill response at sea - controlled burning of oil.

Ключевые слова: нефть, ликвидация разливов, море, наливной терминал, технологии ликвидации, средства ликвидации.

Key words: oil, spill response, more, bulk terminal, technology and liquidation, liquidation means.

Технологии ликвидации разливов нефти на море

Ликвидация нефтяного разлива на море ставит перед собой цель уменьшить ущерб для экологических и социально-экономических ресур-

сов, сокращая при этом время, необходимое для восстановления этих ресурсов и обеспечивая приемлемые стандарты очистки.

Технологии ликвидации разливов нефти - это, по существу, способы сбора и извлечения нефтепродуктов.

Основными мерами по локализации и ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов на воде являются:

- предотвращение дальнейшего сброса;
- постройка преград, препятствующих рассеиванию сброшенного вещества и загрязнению уязвимых районов;
- отвод разлитого вещества или аварийного объекта в зону, удобную для проведения операций по ЛРН.
- сбор разлитого вещества с поверхности воды;
- сдача собранных загрязняющих веществ на берег;
- ликвидация разлива с помощью физических и химических методов.

Выбор методов локализации и ликвидации разлива производится, исходя из условий разлива и реальных возможностей, определяющихся имеющимися силами и средствами, а также местными условиями, связанными с разрешением использования сжигания, диспергаторов для защиты районов высокой экологической ценности.

Контролируемое сжигание нефти

Пролитую сырую нефть в принципе можно сжечь, однако при образовании тонкой нефтяной пленки на водной поверхности, горение прекращается из-за теплоотвода в толщу воды. Кроме того, разлитая нефть быстро теряет легкие, наиболее горючие фракции. Поэтому для осуществления контролируемого сжигания разлитой нефти первоначально производится локализация нефтяного разлива, утолщение слоя нефти (до нескольких сантиметров) с целью ее последующего поджога и сжигания.

Более легкие и летучие нефти могут быть подвержены возгоранию сразу же после разлива. Эти характеристики склоняют чашу весов в пользу сжигания на месте - вариант ликвидации, обладающий потенциалом удаления значительных количеств нефти с поверхности моря, но который также породит обильный черный дым и небольшое количество стойкого осадка.

К середине 80-х годов метод сжигания аварийно разлитой нефти на месте был признан надежным при условии удержания пятна нефти достаточной толщины на месте. В 1988 году на открытой воде у берегов Норвегии были проведены успешные испытания: 80 м³ нефти удерживали огнеупорным боном длиной 91 м и подожгли с помощью желеобразного газолена. За 30 минут 95% нефти было уничтожено.

В 1989 году на второй день после аварии танкера «Эксон Валдиз» 4800 м³ нефти выгорели за 45 минут на 98% (поверхностный воспламенитель подплыл к огражденному пятну и поджег его). В августе 1993 года более 25 агентств из Канады и США провели успешные испытания у берегов Канады по сжиганию на месте аварийно разлитой нефти. Участвовало 20 судов, 7 самолетов, 230 человек, затраты составили 7 млн долл. США,

сожгли более 3200 м³ нефти. Получается, что на сжигание 1 м³ нефти было затрачено более двух тысяч долларов США.

В 1996 году на Северном море были проведены два отдельных сжигания нефти на месте с использованием огнеупорных боновых заграждений, вертолетного факела и желеобразного газолина, при этом было сожжено 640 м³ нефти.

В качестве альтернативного метода уничтожения нефтяной пленки предлагается использование лазерного излучения с длиной волны 10,6 мкм. Такое излучение относительно слабо поглощается нефтью и нефтепродуктами и сильно поглощается водой. Характерная глубина проникновения лазерного излучения с указанной длиной волны для нефти различных сортов составляет 100-300 мкм, а для воды - порядка 10 мкм.

Российским ученым впервые в мире удалось создать относительно недорогой в эксплуатации мощный электроионизационный СО₂ - лазер, работающий на потоке атмосферного воздуха. Лазерное излучение характеризуется не только тепловым воздействием на материалы, но обладает целым рядом уникальных физических свойств. Это, например, высокое оптическое качество потока излучения, его когерентность и монохроматичность. Использование именно этих уникальных свойств лазерного луча открывает замечательные технологические перспективы. Речь идет о создании мобильных установок для лазерной очистки водной поверхности от нефтепродуктов.

Механизм метода лазерной очистки заключается в следующем. Лазерное излучение сильнее всего поглощается тонким слоем воды, который непосредственно примыкает к нефтяной пленке, поэтому вода в этом слое быстро нагревается и переходит в состояние метастабильности. Происходит парообразующий взрыв метастабильно перегретой воды и разрывается тепловой контакт нефти и воды, который препятствует горению нефтяной пленки в обычных условиях. Нефтяная пленка подбрасывается вверх и дробится на фрагменты. Капли нефти подбрасываются на высоту 30-40 см, смешиваются с атмосферным воздухом и образуют горючую смесь. Происходит самовоспламенение смеси, и капли нефтяного загрязнения сгорают в воздухе.

При ликвидации аварий, связанных с разливом нефтепродуктов, таким способом можно эффективно и быстро удалять нефтесодержащие пленки практически любого состава и толщины. Только применение лазера позволяет проводить полную очистку поверхности воды от тонких «радужных» пленок, что недостижимо другими известными способами. При использовании лазерной технологии можно проводить очистку водной поверхности со значительных расстояний, например, с берега.

Лазерный способ очистки может быть с успехом использован на завершающей стадии обработки поверхности нефтяного разлива после применения механического или химического способов сбора толстых пленок, а также для очистки водоемов-плантаций морепродуктов или жемчужных факторий, береговой кромки и гидротехнических сооружений. Опыты показали, что скорость

очистки слабо зависит от состава и вязкости нефтепродуктов, а также от угла падения лазерного излучения на поверхность воды.

Специалисты российского ВПК разработали проект плавучего комплекса, использующего лазерную технологию при очистке «внутренних» водоемов (рек, водохранилищ, портов) и прибрежных акваторий морей от разливов нефти и нефтепродуктов. При этом вред окружающей среде практически не наносится, так как лазерному воздействию при удалении пленки подвергается очень тонкий слой воды (10-20 мкм) за сотые доли секунды, а продукты испарения перед выпуском в атмосферу очищаются. Производительность такого комплекса при дистанционном сжигании (до 100 м) нефтяной пленки при толщине 5 мм составляет 500 м / час.

Весьма перспективным выглядит применение новой технологии и с финансовой точки зрения. Стоимость одних судно-суток при ликвидации аварийных разливов нефти механическим способом составляет около 3 тыс. долларов, а эксплуатации лазерного комплекса обойдется в несколько сотен долларов за сутки. Затраты на сбор 1 тонны нефти механическим способом оцениваются в 200-400 долларов, а работы с использованием лазерной технологии - примерно вдесятеро дешевле. По законодательствам ряда стран, финансовая ответственность за тонну разлитой нефти составляет 4-10 тыс. долларов, в России - 20 тыс. рублей. Путем несложных вычислений можно подсчитать, что создание и эксплуатация плавучего комплекса, способного утилизировать, скажем, 20 тонн нефти в сутки при себестоимости 20 долларов за тонну, будут в десятки раз дешевле, чем выплата штрафных санкций.

Список литературы

1. Ерцев, Г. Н. Опыт ликвидации аварийных разливов нефти в Усинском районе Республики Коми / Г. Н. Ерцев, Г. М. Баренбойм, А. И. Таскаев. – Сыктывкар : Сыктывкар, 2000. - 183 с.
2. Альхименко, А. И. Аварийные разливы нефти в море и борьба с ними / А. И. Альхименко. – Санкт-Петербург : ОМ-Пресс, 2004 – 113 с.
3. О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации : постановление Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. N 240 // Собр. законодательства РФ. – 2000. - N 35. - Ст. 3582.
4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : РД-08-200-98 : утв. постановлением Госгортехнадзора России от 09.04.98 N 24 : введ. в действие с 01.09.98. – Москва : Кодекс, 1998. – 93 с.
5. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах : РД 153-39.4-114-01 : утв. АК Транснефть от 28.12.2001 : принят постановлением Госгортехнадзора России от 26.12.01 N10-03/971. – Москва : Кодекс, 2001. – 114 с.

6. Tank structural fatigue fracture in hydrocarbon transportation / A. Pimnev [et al.] // MATEC Web of Conferences 2016. С. 04024 XV International conference “topical problems of architecture, civil engineering, energy efficiency and ecology. – 2016. - Тюмень, 2016.

7. Земенкова, М. Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов : монография / М. Ю. Земенова. – Тюмень : ТИУ, 2018. – 397 с.

8. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Объекты и режимы работы : учебное пособие / под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 282 с.

УДК 735.29

Букина С.Н., Андрианова Л.И.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕЭМУЛЬГИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ НЕФТИ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: Данная статья посвящена вопросам исследования нефти с деэмульгирующей способностью. Произведено исследование сопоставление эффективности смесей двух образцов товарных форм деэмульгаторов.

Abstract: This article is devoted to the study of oil with demulsifying ability. Produced a study comparing the effectiveness of mixtures of two samples of commodity forms of demulsifiers.

Ключевые слова: эмульсия, куметр, диэлектрический метод, реагент, импортные реагент.

Keywords: emulsion, cumeter, dielectric method, reagent, imported reagent.

Нефтепромысловая подготовка нефти занимает важное положение среди основных процессов, связанных с добычей, сбором и транспортировкой товарной нефти потребителю.

От качества подготовленной нефти зависят надежность и эффективность работы магистрального трубопроводного транспорта, стоимость товарной нефти и качество полученных из нее продуктов. Для приведения нефти к товарному виду необходимо применение деэмульгаторов.

В настоящее время для ряда месторождений, особенно для тех, запасы которых подходят к концу, характерна сильная обводненность нефти, вместе с нефтью добывается до 90% воды, образующей с ней стойкие водонефтяные эмульсии, стабилизированные природными ПАВ и смолами. При работе с такими эмульсиями существующие на данный момент деэмульгаторы не всегда оказываются достаточно эффективными.

Начальный период разработки нефтяных месторождений характеризуется добычей безводной нефти из фонтанирующих скважин. Однако, в процессе эксплуатации скважин содержание воды в нефти увеличивается, что приводит к удорожанию ее транспортировки и переработки. Растворенные в воде соли и механические примеси в нефти вызывают коррозию и абразивный износ оборудования. Присутствие в нефти эмульгаторов – природных поверхностно-активных веществ (ПАВ) таких как: смолы, асфальтены, высокоплавкие парафины, способствует образованию высокостабильных водонефтяных эмульсий.

Исходя из этого, актуальность темы данной работы обусловлена необходимостью разработки новых способов повышения эффективности деэмульгаторов, без которых получение товарной нефти на большинстве нефтепромыслов невозможно. [6]

Добиться снижения дозы импортных реагентов в составе деэмульгаторов без снижения их эффективности является важной целью.

Для ее достижения поставлены задачи по исследованию диэлектрических свойства смесей деэмульгаторов, кинетики разделения водонефтяных эмульсий со смесями деэмульгаторов, по выявлению состава деэмульгатора с максимальной деэмульгирующей эффективностью и минимальной дозой импортных реагентов.

При проведении лабораторных испытаний реагентов использовался так называемый метод «бутылочной пробы» (статический отстой). Рассчитанное количество реагента дозировалось в водонефтяную эмульсию при температуре эксперимента. При этом во всех проводимых экспериментах моделировался используемый на нефтепромысле ввод деэмульгатора в эмульсии в виде поставляемых на промысел их товарных форм, что на промысле обеспечивается использованием дозировочных насосов.

Одной из основных методик эксперимента в данной работе являлось измерение в исследуемых веществах ориентационных (релаксационных) диэлектрических потерь проводящих жидкостей, не искаженных токами проводимости и какими-либо электродными процессами индуктивным диэлектрическим методом (L-метод), которое проводилось на экспериментальной установке TESLA BM-560.

В данном исследовании проводилось сопоставление эффективности смесей двух образцов товарных форм деэмульгаторов:

Реагент №1: деэмульгатор ТНД-5, который прошел очень удачное испытание в Казахстане, Татарстане и т.д. Он был изготовлен еще до повышения курса доллара и содержит 10% импортных реагентов со стоимостью 800 тыс руб. за тонну (в 5 раз дороже российских реагентов);

Реагент №2: - смесь из двух российских реагентов со стоимостью 100 тыс р за тонну. На рисунке 1 представлен внешний вид исследуемых реагентов.[5]

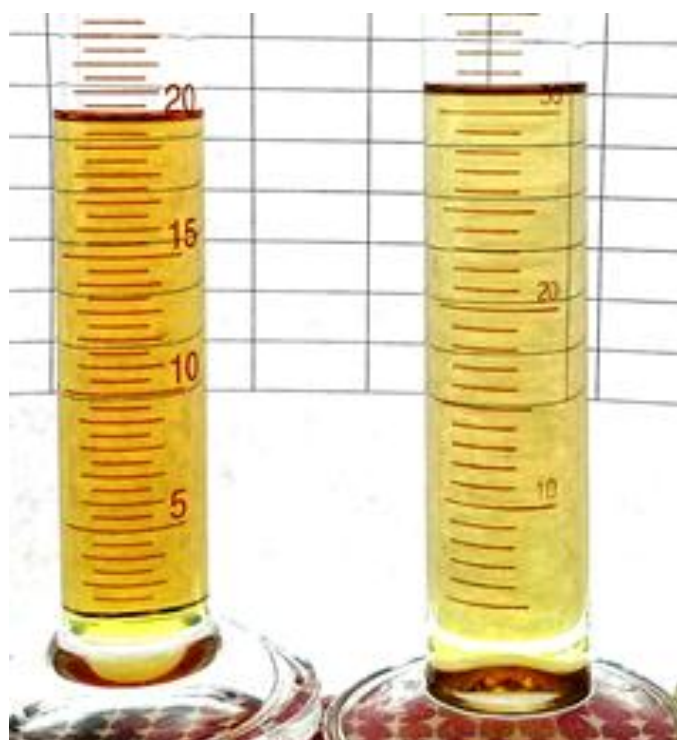


Рис. 1. Внешний вид образцов исследуемых деэмульгаторов ТНД-5 (слева) и второго реагента (справа)

Проведенное исследование указывает на возможность импортозамещения в составе деэмульгатора и существенного снижения его стоимости.

Список литературы

1. Суздалев, И. П. Нанотехнология: физико-химия нанокластеров, наноструктур и наноматериалов / И. П. Суздалев. - Москва : URSS, 2006. – 592 с.
2. Адамсон, А. Физическая химия поверхностей / А. Адамсон. - Москва : Мир, 1979. - 568 с.
3. Ребиндер, П. А. Поверхностные явления в дисперсионных системах : избранные труды / П. А. Ребиндер. – Москва : Наука, 1978. - 368 с.
4. Фридрихсберг, Д. А. Курс коллоидной химии / Д. А. Фридрихсберг. – Ленинград : Химия, 1984. – 368 с.
5. Андрианова, Л. И. Определение хлора в объектах окружающей среды / Л. И. Андрианова, Ю. Н. Жихарев, Е. В. Огудова // Нефть и газ Западной Сибири : сб. ст. Междунар. науч.-техн. конф. / отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень, 2017. – С. 13 – 15.
6. Zhikharev, Y. N. Study of influence of various factors on electrochemical signal of lead in water solutions / Y. N. Zhikharev, L. I. Andrianova, E. V. Ogudova // IOP Conf. Ser. : Mater. Sci. Eng. “Transport and Storage of Hydrocarbons”. - 2018. – P. 012008.

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ И ПРОБЛЕМ БЕЗОПАСНОЙ И ЭКОЛОГИЧНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Национальный исследовательский
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация: В статье представлена информация о том, в чем заключается безопасность трубопроводного транспорта нефти и газа. Кто изучает вопрос о безопасности транспортировки нефти, газа и их продуктов. Какие факторы влияют на безопасность транспортировки. Как сделать, чтобы эта транспортировка была наиболее безопасной.

Abstract: The article provides information on what safety of pipeline transportation of oil and gas. Who is studying the question about the safe transportation of oil, gas and their products. What factors affect the safety of transportation. How to make this transportation the safest.

Ключевые слова: безопасность, трубопроводный транспорт, газ, газопровод, строительство трубопроводов, инспекция и безопасность трубопроводов, smart pig.

Keywords: safety, pipeline transport, gas, gas pipeline, pipeline construction, pipeline inspection and safety, smart pig.

Эффективное и действенное перемещение природного газа из добывающих регионов в регионы потребления требует обширной и продуманной транспортной системы. Во многих случаях природный газ, добываемый из конкретной скважины, должен пройти большое расстояние, чтобы достичь своей цели использования. Система транспортировки природного газа состоит из сложной сети трубопроводов, предназначенных для быстрой и эффективной транспортировки природного газа из его источника в районы с высоким спросом на природный газ. Транспортировка природного газа тесно связана с его хранением: если транспортируемый природный газ не требуется немедленно, он может быть помещен в хранилище, когда это необходимо.

Существует три основных типа трубопроводов вдоль маршрута транспортировки: система сбора, система межгосударственных трубопроводов и система распределения. Система сбора состоит из трубопроводов низкого давления и малого диаметра, которые транспортируют сырой природный газ от устья скважины к перерабатывающему заводу. Если природный газ из конкретной скважины имеет высокое содержание серы и диоксида углерода (кислый газ), необходимо установить специальную трубу для сбора кислого газа. Кислый газ вызывает коррозию, поэтому его транспортировку от устья скважины к подслащающей установке необходимо проводить осторожно. Обзор обработки и переработки природного газа [1].

Трубопроводы можно охарактеризовать как межгосударственные или внутригосударственные. Межгосударственные трубопроводы аналогичны межгосударственным системам автомобильных дорог: они транспортируют природный газ через государственные границы, в некоторых случаях по всей стране. Внутригосударственные трубопроводы, с другой стороны, транспортируют природный газ в определенном состоянии. В этом разделе будут рассмотрены только основы межгосударственных газопроводов, однако обсуждаемые технические и эксплуатационные детали практически одинаковы для внутригосударственных газопроводов.

Межгосударственные газопроводы

Межгосударственная сеть газопроводов транспортирует переработанный природный газ с перерабатывающих предприятий в добывающих регионах в те районы с высокими потребностями в природном газе, особенно в большие населенные городские районы. Как видно, трубопроводная сеть распространяется по всей стране. Межгосударственные трубопроводы являются «магистралями» транспортировки природного газа. Природный газ, который транспортируется по межгосударственным трубопроводам, перемещается в трубопроводе под высоким давлением при давлении от 13,6 до 102 атмосфер. Это уменьшает объем транспортируемого природного газа (до 600 раз), а также продвигает природный газ по трубопроводу.

Компоненты трубопровода

Межгосударственные трубопроводы состоят из ряда компонентов, которые обеспечивают эффективность и надежность системы, которая обеспечивает такой важный источник энергии круглый год, двадцать четыре часа в сутки, и включает в себя ряд различных компонентов.

Контроль станций и SCADA - системы

У компаний, работающих на природном газе, есть потребители на обоих концах трубопровода - производители и переработчики, которые вводят газ в трубопровод, а также потребители и местные коммунальные предприятия, которые выводят газ из трубопровода[2]. Для управления природным газом, который поступает в трубопровод, и для обеспечения того, чтобы все клиенты получали своевременную доставку своей порции этого газа, требуются сложные системы контроля для контроля газа, когда он проходит через все участки, что может быть очень длительным трубопроводная сеть. Для выполнения этой задачи мониторинга и управления природным газом, который проходит по трубопроводу, централизованные газорегуляторные станции собирают, ассимилируют и управляют данными, полученными от станций мониторинга и компрессоров по всей трубе.

Большая часть данных, получаемых станцией управления, предоставляется системами диспетчерского управления и сбора данных (SCADA). Эти системы представляют собой по существу сложные системы связи, которые проводят измерения и собирают данные по трубопроводу (обычно на счетчиках или компрессорных станциях и клапанах) и пере-

дают их на централизованную станцию управления. Показатели расхода через трубопровод, показания рабочего состояния, давления и температуры могут быть использованы для оценки состояния трубопровода в любой момент времени. Эти системы также работают в режиме реального времени, что означает, что между измерениями, проводимыми вдоль трубопровода, и их передачей на станцию управления мало времени. Данные передаются на централизованную станцию управления, что позволяет инженерам трубопроводов точно знать, что происходит вдоль трубопровода в любое время. Это позволяет быстро реагировать на неисправности оборудования, утечки или любую другую необычную деятельность вдоль трубопровода. Некоторые системы SCADA также включают возможность удаленного управления определенным оборудованием вдоль трубопровода, включая компрессорные станции, что позволяет инженерам в централизованном центре управления мгновенно и легко регулировать скорости потока в трубопроводе.

Строительство трубопроводов

По мере увеличения использования природного газа растет потребность в транспортной инфраструктуре для удовлетворения возросшего спроса.

Строительство газопроводов требует большого планирования и подготовки. В дополнение к фактическому строительству трубопровода, необходимо выполнить несколько разрешительных и регулирующих процессов. Во многих случаях, до начала процессов выдачи разрешений и доступа к земле, компании, занимающиеся строительством природного газа, готовят технико-экономический анализ, чтобы убедиться, что существует приемлемый маршрут для трубопровода, который обеспечивает наименьшее воздействие на окружающую среду и уже существующую общественную инфраструктуру.

Предполагая, что трубопроводная компания получает все необходимые разрешения и удовлетворяет всем нормативным требованиям, строительство трубы может начаться. Обширная съемка предполагаемого маршрута завершена, как с воздуха, так и с суши, чтобы избежать неожиданностей во время фактической сборки трубопровода.

Установка трубопровода очень похожа на процесс сборки линии, причем участки трубопровода выполняются поэтапно. Во-первых, путь трубопровода очищается от всех устраняемых препятствий, включая деревья, валуны, кисти и все остальное, что может препятствовать строительству. После того как путь трубопровода будет очищен в достаточной степени, чтобы позволить строительному оборудованию получить доступ, участки труб прокладываются вдоль намеченного пути, процесс, называемый «натягиванием» трубы. Эти секции труб обычно имеют длину от 12 до 24 метров и зависят от их назначения. То есть определенные участки предъявляют разные требования к материалу покрытия и толщине трубы.

Как только труба на месте, траншеи вырыты вдоль выложенной трубы. Эти траншеи обычно имеют глубину от полтора до двух метров, так как правила требуют, чтобы труба была как минимум на 0,8 метра ниже поверхности. Однако в некоторых районах, в том числе на пересечениях дорог и водоемах, труба заглублена еще глубже. После того как траншеи вырыты, труба собирается и очерчивается. Это включает в себя сварку участков трубы вместе в один непрерывный трубопровод и, при необходимости, слегка сгибая его, чтобы он соответствовал контуру пути трубопровода. Покрытие наносится на концы труб. Покрытие, наносимое на мельнице для нанесения покрытия, обычно оставляет концы трубы чистыми, чтобы не мешать сварке. Наконец, все покрытие трубы проверяется на предмет отсутствия дефектов.

Как только труба сварена, изогнута, покрыта и осмотрена, ее можно опустить в ранее вырытые траншеи. Это делается с помощью специализированного строительного оборудования, которое равномерно поднимает трубу и опускает ее в траншею. После опускания в землю траншею тщательно заливают, чтобы труба и ее покрытие сохраняли целостность. Последним этапом строительства трубопровода является гидростатическое испытание. Он состоит из проточной воды при давлении выше, чем будет необходимо для транспортировки природного газа по всей длине трубы. Это служит проверкой, чтобы убедиться, что трубопровод достаточно прочный и не имеет каких-либо утечек трещин, прежде чем природный газ будет прокачан по трубопроводу.

Прокладка труб через ручьи или реки может быть осуществлена одним из двух способов. Пересечение открытого разреза включает в себя рытье траншей на дне реки для размещения трубы. Когда это делается, сама труба обычно оснащается бетонным кожухом, который гарантирует, что труба остается на дне реки, и добавляет дополнительное защитное покрытие для предотвращения любых утечек природного газа в воду. В качестве альтернативы может использоваться форма направленного бурения, в которой под рекой пробуривается «туннель», через который может проходить труба. Те же самые методы используются для пересечения дорог - либо открытый траншею вырывают поперек дороги и заменяют, когда труба установлена, либо туннель может быть пробурен под дорогой.

После того, как трубопровод будет установлен и перекрыт, предпринимаются значительные усилия для восстановления пути трубопровода до его первоначального состояния или для смягчения любых экологических или других воздействий, которые могли возникнуть в процессе строительства. Эти шаги часто включают замену верхнего слоя почвы, заборов, ирригационных каналов и всего остального, что могло быть удалено или нарушено в процессе строительства.

Инспекция и безопасность трубопроводов

Чтобы обеспечить эффективную и безопасную эксплуатацию обширной сети газопроводов, трубопроводные компании регулярно прове-

ряют свои трубопроводы на наличие коррозии и дефектов. Это достигается за счет использования сложного оборудования, известного как «Smart pig». Smart pig - это интеллектуальные роботизированные устройства, которые приводятся в движение по трубопроводу для оценки внутренней части трубы. Умные свиньи могут проверять толщину и округлость трубы, проверять наличие признаков коррозии, обнаруживать незначительные утечки и любые другие дефекты внутри трубопровода, которые могут либо препятствовать потоку газа, либо представлять потенциальный риск для безопасности эксплуатации. Отправка умного поросенка по трубопроводу известна как «прокрутка» трубопровода.

Некоторые из мер предосторожности, связанных с трубопроводами природного газа, включают в себя:

- Воздушные патрули - самолеты используются для обеспечения того, чтобы никакие строительные работы не проводились слишком близко к трассе трубопровода, особенно в жилых районах. Согласно INGAA, несанкционированное строительство и копка являются основной угрозой безопасности трубопровода.

- Обнаружение утечки - оборудование обнаружения природного газа периодически используется персоналом трубопровода на поверхности для проверки на наличие утечек. Это особенно важно в тех районах, где природный газ не имеет запаха.

- Маркеры трубопровода - Знаки на поверхности над трубопроводами природного газа указывают на наличие подземных трубопроводов для населения, чтобы уменьшить вероятность любого вмешательства в трубопровод.

- Отбор проб газа - Обычный отбор проб природного газа в трубопроводах обеспечивает его качество, а также может указывать на коррозию внутренней части трубопровода или приток загрязняющих веществ.

- Профилактическое обслуживание - это включает в себя испытания клапанов и устранение поверхностных препятствий для проверки трубопровода.

- Реагирование на чрезвычайные ситуации - у трубопроводных компаний есть обширные группы реагирования на чрезвычайные ситуации, которые готовятся к возможности широкого диапазона потенциальных аварий и аварийных ситуаций.

Список литературы

1. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров. - Москва : Недра, 1988. – 378 с.
2. Трубопроводный транспорт нефти : учебник для вузов / Г. Г. Васильев [и др.]. – Москва : ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. – Т. 1. – 407 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТАЛОСТНЫХ ДЕФЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ КОРРОЗИОННОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Омский государственный технический университет, г.Омск, Россия

Аннотация: Представлена математическая модель, позволяющая моделировать усталостные дефекты коррозионного происхождения на магистральных трубопроводах. Предложен метод оценки трещиностойкости стенки магистрального трубопровода с коррозионным дефектом. Моделирование трещины выполнено с помощью метода конечных элементов в рамках упругой механики разрушения и реализовано в программе ANSYSWorkbench.

Abstract: A mathematical model is presented that allows modeling fatigue defects of corrosion origin on main pipelines. A method for assessing the crack resistance of the main pipeline wall with a corrosion defect is proposed. The fracture simulation is performed using the finite element method in the framework of elastic fracture mechanics and implemented in the ANSYS Workbench program.

Ключевые слова: коррозионный дефект, поверхностная трещина, метод конечных элементов, кольцевые напряжения, вязкость разрушения металлов.

Keywords: corrosion defect, surface crack, finite element method, ring stresses, fracture toughness of metals.

В процессе эксплуатации трубопроводных систем происходят структурные изменения трубных сталей и, соответственно, их структурно-чувствительных свойств. Это обусловлено тем, что металл труб находится под нагрузкой: статической и циклической. В результате этого в сталях возникают структурно-искаженные неоднородности и снижаются прочностные характеристики. Под воздействием циклических нагрузок происходит деформационное старение трубных сталей, приводящее к снижению их сопротивляемости и хрупкому разрушению.

Наличие в стенке трубопровода концентраторов напряжений, которые в процессе эксплуатации превращаются в усталостные трещины, в процессе эксплуатации требует оценки безопасной работы под действием переменных нагрузок.

Как показывает анализ эксплуатации магистральных трубопроводов (МТ) [2], дефекты коррозионного происхождения представляют значительную опасность для целостности стенки трубопроводов и занимают около 30 % от общего количества дефектов (рис.1). Одним из основных факторов, обуславливающих надежное функционирование системы является целостность трубопроводных систем.

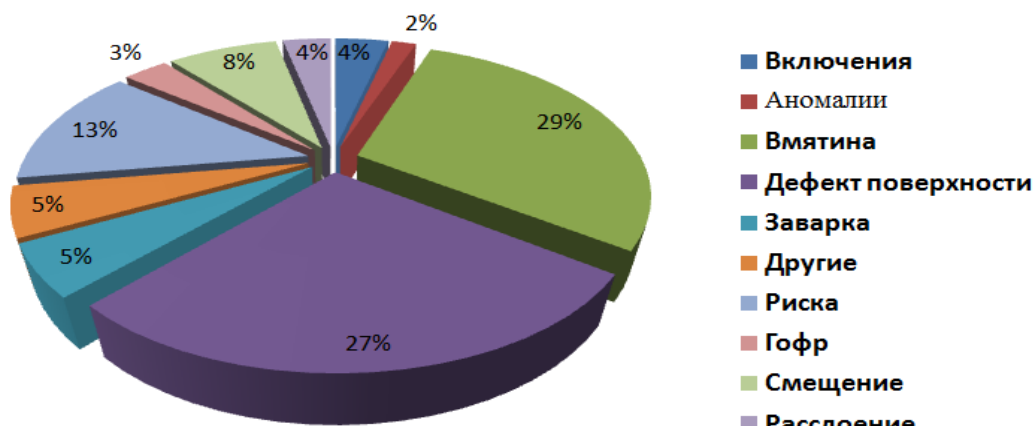


Рис.1 Усталостные дефекты на магистральных трубопроводах

Наибольшую опасность при эксплуатации МТ представляют внешние коррозионные дефекты. Согласно опытной эксплуатации МТ эта разновидность дефектов считается поверхностным полуэллиптическим трещиноподобным дефектом с отношением его глубины к длине a/c . Это соотношение находится в пределах от 0,1 до 1 в зависимости от скорости коррозии[2]. Примеры коррозионных дефектов на магистральных трубопроводах представлены на рис.2.

На практике оценку опасности коррозионных дефектов проводят следующими методами:

1. Коррозионный дефект считается потерей металла, остаточное давление разрушения определяется на основе анализа предельного состояния.

2. Коррозионный дефект можно смоделировать как трещиноподобный дефект, а силу, продвигающую трещину, рассчитать методами механики разрушения.[4]



Рис.2. Коррозионные дефекты магистральных трубопроводов

В данной работе оценка несущей способности трубопровода проводится созданием математической модели коррозионного дефекта в программном продукте ANSYS Workbench. Для этого моделируются различные нагрузки, которые испытывает трубопровод в процессе эксплуатации с учётом двухосного напряженного состояния.

Модель дефекта была создана на основе реального эксплуатационного заключения: коррозионный дефект - это, прежде всего, потеря металла трубы. Для создания модели дефекта, представленного на рисунке 1, использовался графический редактор ANSYS-DesignModeler. Участок трубы с поверхностным дефектом, имеющим небольшую кривизну представлен на рис.3.

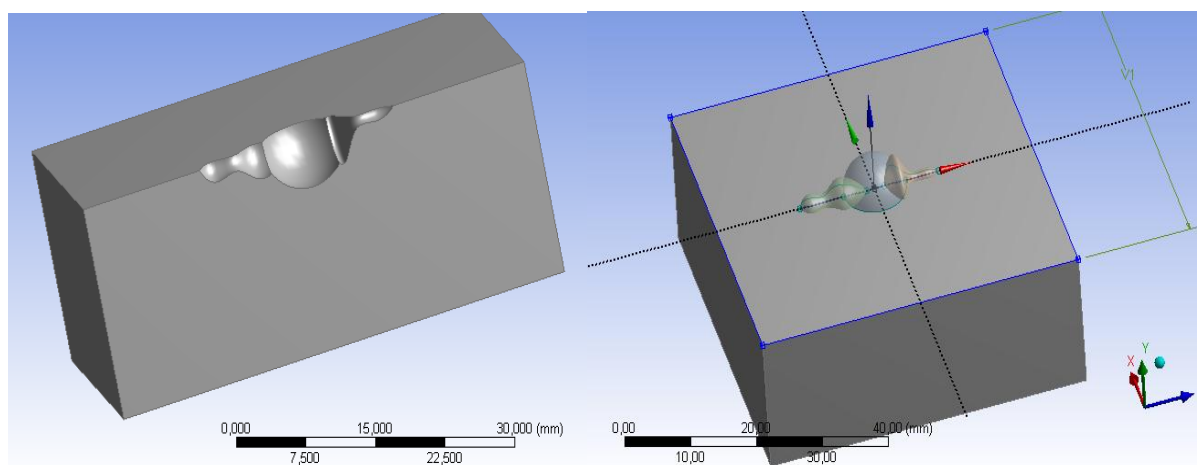


Рис.3. Модель коррозионного дефекта на участке трубы

Участок трубы с моделью коррозионного дефекта подвергается разбиению на конечные элементы в виде тетраэдров командой Mesh. Для более точного решения поставленной задачи следует уменьшить размер сетки конечных элементов в вершине трещины до величины 0,01 мм (рис.4а).

Наиболее вероятно зарождение поверхностной трещины в точке контура коррозионного дефекта с максимальными кольцевыми напряжениями. В связи с этим в дальнейшем рассматривается модель трещины нормального раскрытия, распространяющаяся в плоскости перпендикулярной кольцевым напряжениям, т.е. перпендикулярно оси Z .

Опыт наблюдения за ростом поверхностных трещин показывает, что они стремятся принять полуэллиптическую форму, что значительно упрощает моделирование (рис.4б)

После определения главных напряжений (рис.4б) можно сделать заключение: наибольшие величины главных напряжений находятся в точках, которые расположены в области "отставания" от распространения фронта трещины, что в процессе роста приближает их к полуэллиптической форме.

Параметром, отражающим изменение скорости роста усталостных трещин при различных видах двухосного нагружения стенки трубопровода, предложен коэффициент трехосности напряжённого состояния Tr [1].

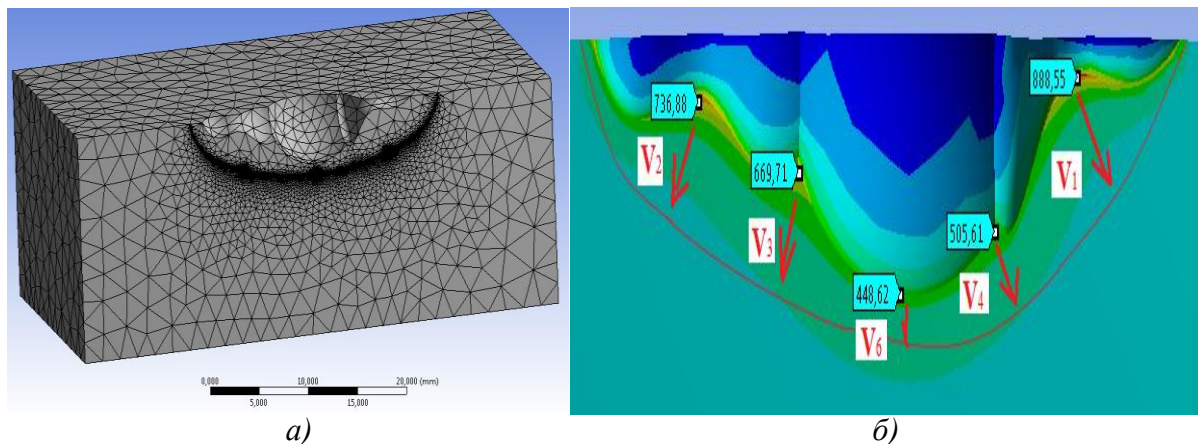


Рис.4 Расчетная модель с коррозионным дефектом: а) конечноэлементная модель дефекта на участке трубы; б) форма распространения трещины

$$Tr = \frac{\sigma_0}{|\sigma_1|} \quad (1)$$

где $\sigma_0 = \frac{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3}{3}$ – среднее напряжение.

Коэффициент трехосности для различных видов нагружения можно определить на основе результатов исследования напряженного состояния в вершине трещины, выполненных методом конечных элементов. На рис.5 представлены диаграммы изменения коэффициента трехосности Tr для различных видов двухосного нагружения в зависимости от расстояния от вершины трещины r , построенные для срединного сечения полуэллиптической трещины [1].

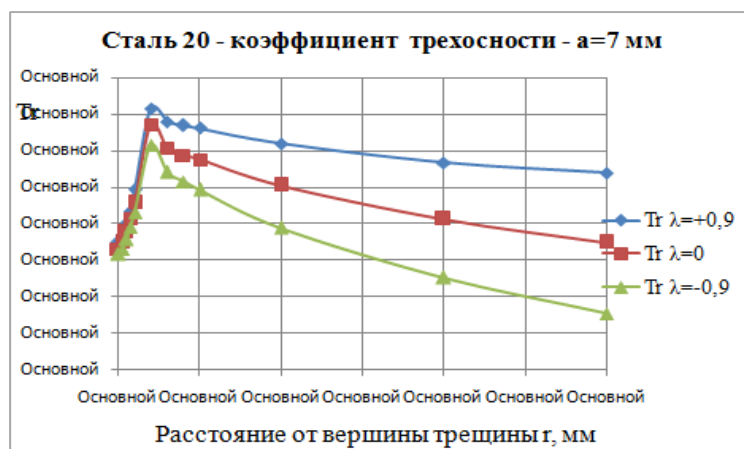


Рис.5 Диаграммы коэффициента трехосности Tr в вершине поверхностной трещины при различных видах нагружения

С учетом коэффициент трехосности напряжённого состояния эквивалентный коэффициент интенсивности напряжений можно представить в виде: [1]

$$K_I^{Tr} = Tr^x \cdot K_I, \quad (2)$$

где Tr – коэффициент трехосности напряжённого состояния;

x – показатель степени, который необходимо определить по результатам двухосных испытаний.

С учетом выше сказанного выражения для скорости роста трещин при различных видах нагружения можно записать аналогично формуле Пэриса:

$$\left(\frac{da}{dN} \right) = C \cdot (Tr^x \cdot \Delta K_I)^n \quad (3)$$

В работе [1] для стали 20 была определена константа $C = 0,26 \cdot 10^{-10}$, а уравнение скорости роста усталостных трещин, учитывающее характер напряженного состояния в ее вершине, будет иметь следующий вид:

$$\left(\frac{da}{dN} \right) = 0,26 \cdot 10^{-10} \cdot (Tr^{0,5} \cdot \Delta K_I)^{4,0} \quad (4)$$

По уравнению (4) были определены точки, в которых скорости роста трещин имеют наибольшие значения $\vartheta_1 > \vartheta_2 > \vartheta_3 > \vartheta_4 > \vartheta_5 > \vartheta_6$.

В данной работе произведено исследование оценки опасности дефектов коррозионного происхождения, в результате чего была разработана математическая модель усталостного дефекта трубопровода, позволяющая производить оценку развития выявленных дефектов, оценивать срок безопасной эксплуатации, вводить ограничения по эксплуатируемым нагрузкам данного участка.

Список литературы

1. Вансович, К. А. Критерий оценки скорости роста трещин в условиях двухосного нагружения / К. А. Вансович, И. П. Аистов // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2011. – № 3 (31). – С. 57-61.

2. Плювинаж, Г. Оценка опасности коррозионных дефектов при помощи диаграммы оценки областей разрушения / Г. Плювинаж, О. Буледруа, М. Хадж-Мелиани // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 4. – С. 384 – 396.

3. Остсёмин, А. А. Прочность нефтепровода с поверхностными дефектами / А. А. Остсёмин, В. Ю. Заварухин // Проблемы прочности. -1993. - № 12. - С. 1–59.

4. Фокин, М. Ф. Оценка прочности труб магистральных трубопроводов с дефектами стенки, ориентированными по окружности трубы, по критерию возникновения течи перед разрушением / М. Ф. Фокин // Прикладная механика и технологии машиностроения : сб. науч. трудов / под ред. В. И. Ерофеева, С. И. Смирнова, Г. К. Сорокина. – Нижний Новгород, 2005. – С. 69–76.

УДК 656.13/73.31.41

Варламов Н.С.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОДГОТОВКИ ВОДЫ И РЕАГЕНТОВ ПРИРОДНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ В СИСТЕМЕ ОЧИСТКИ ХОЗЯЙСТВЕННО- ПИТЬЕВОЙ ВОДЫ

Акционерное общество «Транснефть – Сибирь», г. Тюмень, Россия

Аннотация: В работе акцентируется внимание на отказе от использования химических токсичных реагентов в технологии и, как следствие, повышении уровня экологичности системы водоподготовки за счет применения физических методов очистки.

Abstract: The paper focuses on the rejection of the use of chemical toxic reagents in the technology and, as a result, increasing the level of environmental water treatment system through the use of physical methods of purification.

Ключевые слова: совершенствование, экологичность, физические методы

Keywords: perfection, ecology, physical method

Согласно водной политики РФ до 2020 г. обеспечение населения страны качественной питьевой водой является одной из основных целей и приоритетных направлений развития водохозяйственного комплекса. В этой связи, для решения необходимых задач, была создана ФЦП «Вода России», к основополагающим принципам которой необходимо отнести устранение причин несоответствия качества воды, подаваемой населению, гигиеническим нормативам, а также дифференциация подходов к выбору технологических схем водоснабжения.

Немаловажным фактором для здоровья человека является химический состав воды. В связи с интенсивным загрязнением источников водоснабжения, особенно в индустриальных районах, его роль многократно возрастает.

Проблема ненадлежащего качества хозяйственно-питьевой воды, к сожалению, действительно существует. На рисунке 1 представлен график динамики показателей качества воды в ЯНАО согласно данным ФЦП до 2014 года и показатели согласно данным Роспотребнадзора в 2017 году.

Интенсивное освоение территорий Севера России еще больше обострило проблему водопотребления населением и промышленными комплексами

ми, поскольку водозабор в силу специфических климатических и гидрогеологических условий ведется в основном из поверхностных источников.

Все вышесказанное ставит перед промышленными компаниями задачу подготовки воды, пригодной для хозяйственно-питьевой деятельности в условиях вахтового метода работы, которая с удалением производственных объектов в сторону Крайнего Севера еще более усложняется.

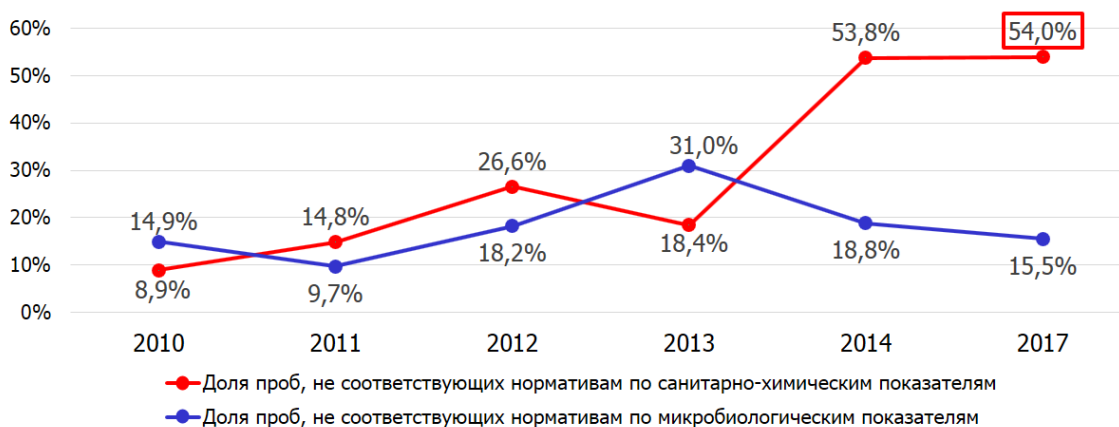


Рис. 1. Качество воды в Ямало-Ненецком АО.
Децентрализованные системы водоснабжения

Существующая технология водоподготовки имеет ярко выраженный химический характер – в большом количестве используются химические методы очистки (коагуляции, окисления, подщелачивания) поверхностных вод, что более всего напоминает подготовку технической воды для нужд котельной. В свою очередь, это накладывает дополнительные риски, связанные с точным дозированием химических реагентов и мониторингом расхода.

Гипотеза: применение современных физических методов очистки поверхностных вод и использование натуральных минеральных реагентов не только позволит увеличить уровень экологичности технологии водоподготовки, но и позволит получать более пригодную и полезную для питья воду, нормализовать физико-химические показатели на выходе.

Существующая технология водоподготовки подразумевает использование химических реагентов на всех стадиях очистки воды. Грамотное дозирование и подготовка растворов нивелируют пагубное влияние химических реагентов применяемых для очистки воды на организм человека. Однако, в существующих условиях, при большом удалении производственного объекта от экспертно-аналитических лабораторий, своевременный и достоверный мониторинг показателей воды на выходе не представляются возможными.

В этой связи, был произведен анализ альтернативных физических методов подготовки воды.

Одним из распространенных методов коагуляции при очистки питьевой воды является ее насыщение кислородом, т.е. аэрация. Данный метод

коагуляции не только эффективно связывает взвешенные вещества и коллоидные частицы, но и, одновременно с этим, вызывает процессы окисления растворенного в воде двухвалентного железа. Для наиболее интенсивного процесса обогащения кислородом, предлагается двухэтапная аэрация поверхностных вод: перед и после бака исходной воды.

Первый этап – установка эжектора (рис.1). Он использует кинетическую энергию потока воды, который направляется в трубку меньшего сечения (трубка Вентури), где скорость воды значительно увеличивается, что сопровождается падением давления.

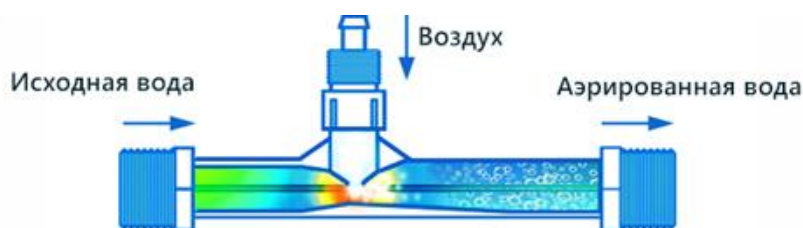
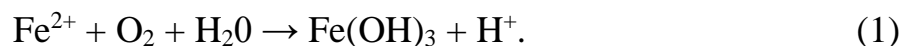


Рис. 2. Эжектор

В результате внутри эжектора образуется вакуум, который и является движущей силой, обеспечивающей всасывание воздуха через боковой всасывающий патрубок эжектора и их смешение с основным потоком воды.

Вода насыщается кислородом и растворённое в воде 2 валентное железо окисляется и переходит в 3 валентное железо, которое уже можно легко удалить из воды.



Второй этап предполагает использование технологии напорной флотации – метода физико-химического разделения и очистки сточных вод от взвешенных веществ и коллоидных частиц. Установка закрытой напорной флотации изображена на рисунке 2.

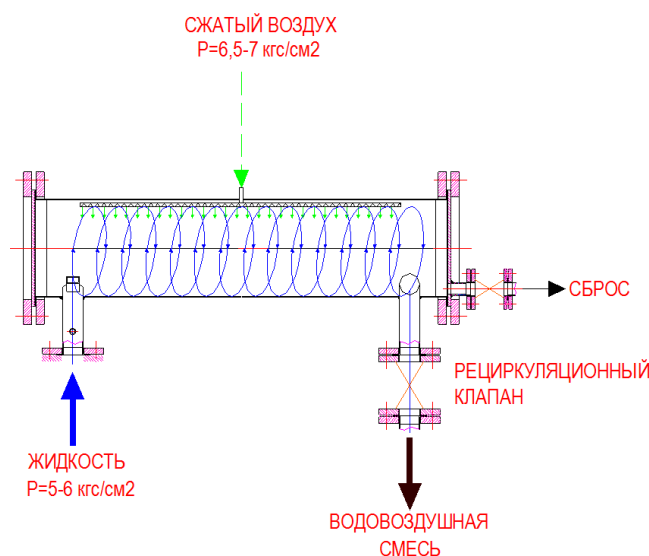


Рис. 3. Установка напорной флотации

Установка обладает следующими характеристиками:

- Эффективность очистки по взвешенным веществам до 95-99%.
- Эффективность очистки по нефтепродуктам, жирам до 99%, по ХПК 50-70%.

- Время очистки 3-5 минут.

- Малые габариты очистных сооружений.

Частицы ила, продукты коррозии и, успевшие сформироваться в крупные частицы, взвешенные вещества будут осаждаться в специальном поточном фильтре – гидроциклоне.

Гидроциклон – предназначен для грубой механической очистки, позволяя очищать воду от песка, мути, камней, стекла, окалина и иных механических включений.

Принцип работы гидроциклона (рис. 3):

- Поток исходной воды подается через боковое отверстие в корпусе гидроциклона, затем вода течет по спирали по всей длине корпуса, который имеет конусную форму.

- Благодаря действию центробежной силы, частицы примесей (песок, окалина, взвеси) перемещаются к стенкам гидроциклона и под действием собственного веса сползают вниз, собираясь в нижней камере (грязесборник).

- Отфильтрованная вода выходит через верхнее отверстие. Нижняя камера периодически очищается (вручную или автоматически).

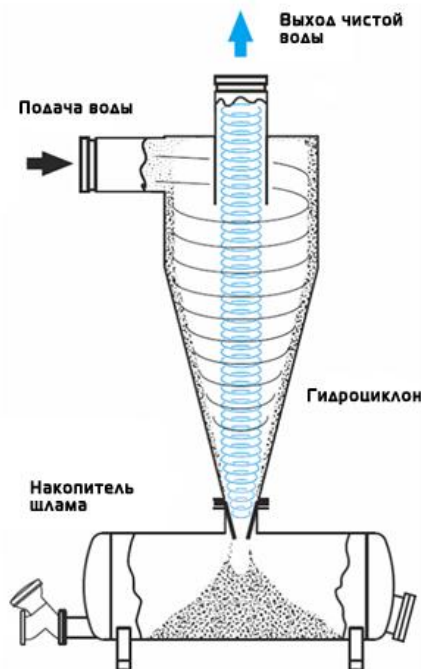


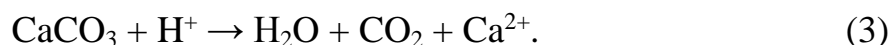
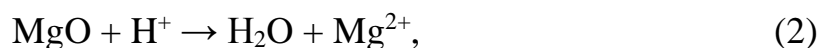
Рис.4. Общий вид и принцип работы гидроциклона

Едкий натр чрезвычайно опасен в использовании и эксплуатации. Большинство несчастных случаев на производстве возникает именно при

работе с данным химическим соединением. В этой связи, был предложен альтернативный способ подщелачивания – смесью фильтрующих природных материалов Corosex+Calcite.

Данная фильтрационная засыпка используется для регулирования кислотности воды и дозирования в воду ионов магния.

Гранулы Corosex в основном состоят из оксида магния (мин. 97%) MgO, продукта обжига природного минерала – магнезита (MgCO₃). Недостатком материала является то, что при перерывах в работе или низких скоростях потока в воде, находящейся в контакте с материалом значительно увеличивается рН (до 10,5). Однако, Corosex может быть смешан в соотношении 1:1 – 1:5 с фильтрующим материалом «Calcite», образованным на 99% из кальцита – минерала из группы карбонатов, одной и природных форм карбоната кальция. Он имеет меньшую реакционную способность. При этом при перерывах в работе или низких скоростях потока воды рН фильтрата увеличивается не более чем до 9.



На I линии фильтров происходит осветление воды с применением кварцевого песка. Предложенный альтернативный наполнитель не только повысит эффективность данного процесса, но и послужит дополнительной ступенью тонкой фильтрации.

Высокоэффективные реагенты водоочистки для удаления взвешенных частиц, представляющие из себя обезвоженный алюмосиликат – природный силикат, анион которого содержит кремний и алюминий: [AlSiO₄]⁻, [AlSi₄O₁₀]⁻, [Al₂Si₃O₁₀]²⁻ Природные алюмосиликаты являются наиболее распространенными минералами (полевые шпаты, слюды).

Преимущества использования:

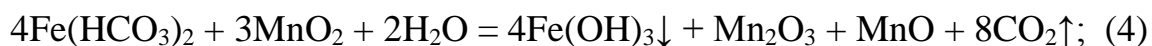
- Полностью восстанавливает свою фильтрующую способность при обратной промывке, не требует применения химической регенерации;
- Имеет небольшой удельный вес, что существенно уменьшает расход воды на промывку;
- Эффективность работы почти в два раза выше в сравнении с кварцевым песком.

На II стадии очистки реагент Сорбент АС служит для удаления соединений железа из воды. Несмотря на более высокую цену, предложенный в данной работе аналог имеет ряд весомых преимуществ.

Группа синтетических алюмосиликатных сорбентов с нанесенным катализатором из оксидов марганца – фильтрующий материал для очистки воды от железа и марганца.

Механизм действия основан на способности соединений марганца сравнительно легко изменять валентное состояние. Двухвалентное железо в исходной воде окисляется высшими оксидами марганца. Последние вос-

становливаются до низших ступеней окисления, а далее вновь окисляются до высших оксидов растворенным кислородом и перманганатом калия:



Впоследствии бóльшая часть окисленного и задержанного на фильтрующем материале железа вымывается в дренаж при обратной промывке. Таким образом, слой гранулированного катализатора служит одновременно и фильтрующей средой.

При проведении процесса следует иметь в виду, что для эффективного окисления соединений железа необходимо как наличие катализатора, который только ускоряет процесс, так и реагента-окислителя. В роли последнего может выступать растворенный кислород.

Преимущества использования:

- Для восстановления фильтрующего материала достаточно провести взрыхляющую промывку обратным потоком воды в течение 15 минут;
- Обладает дополнительными антибактериальными свойствами.

Немаловажным фактором при выборе альтернативных методов водоподготовки является возможность их внедрения в существующую технологию. В приложении 1-3 представлены основные этапы изменения технологической схемы с учетом принятых методов водоочистки.

С учетом принятых изменений в технологии был произведен сравнительный анализ химического и физического метода водоподготовки. За счет внушительных капитальных вложений на двухэтапную технологию аэрации, в первый год эксплуатации наблюдается небольшой рост суммарных годовых затрат на 25,3 %. Однако, уже со следующего года происходит значительное снижение стоимости эксплуатации водоподготовки. График накопления экономического эффекта представлен на рисунке 5.

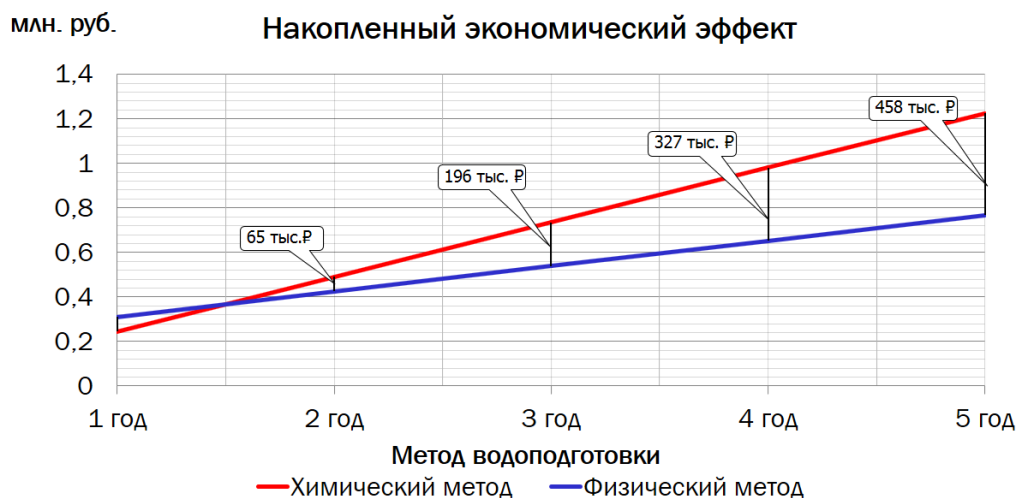


Рис. 5. График накопления экономического эффекта

Однако, стоит отметить, что экономический эффект не является единственным положительным результатом реализации проекта. Напротив, основными будут являться социальный и политический эффект, выражающийся как в следовании компанией основному курсу развития страны, так и в повышении уровня экологичности производства и, как следствие, здоровья сотрудников предприятия.

Полученные результаты дали возможность сформулировать следующие выводы:

1. Предприятием выполняются требования ФЗ РФ, национальных стратегий в области рационального природопользования, принципов федеральных целевых программ, политики импортозамещения;
2. Соблюдается политика ПАО «Транснефть» в области охраны труда, энергоэффективности, промышленной и экологической безопасности;
3. Наблюдается малый срок окупаемости капиталовложений. Стоимость ежегодных затрат на водоподготовку уменьшаются на 48 %;
4. Увеличивается уровень надежности системы за счет упрощения схемы, снижения рисков при ошибках дозирования химических реагентов; увеличения автономности системы водоподготовки;
5. Повышается уровень безопасности производства ввиду снижения воздействия опасных и вредных производственных факторов;
6. Повышается культура производства;
7. Обеспечивается надлежащее качество хозяйственно-питьевой воды.

Список литературы

1. О федеральной целевой программе «Развитие водохозяйственного комплекса Российской Федерации в 2012 - 2020 годах» : постановление Правительства Рос. Федерации от 30 ноя. 2013 г. № 1104 // Российская газета. – 2013. - 6 дек. - С. 3.
2. Вдовина, И. В. Снижение антропогенной нагрузки на малые реки в зоне влияния горнорудного промышленного предприятия : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 03.00.16 / И. В. Вдовина ; Уфимский государственный авиационный технический университет. - Уфа, 2009. - 168 с.
3. Общая химия. Биофизическая химия. Химия биогенных элементов / Ю. А. Ершов [и др.]. – Москва : Высшая школа, 2009. - 559 с.
4. Золотов, Ю. А. Основы аналитической химии. В 2 кн. - Кн. 2. Методы химического анализа : учеб. для вузов / под ред. Ю. А. Золотова [и др.]. – Москва : Высшая школа, 2004. - 503 с.
5. Использование иммобилизованной микрофлоры для очистки сточных вод от нефтепродуктов / Н. В. Кобызева [и др.] // Вода и экология: проблемы и решения. - 2008. - № 1. - С. 74-79.
6. Технология очистки подотвальных сточных вод горнодобывающих предприятий / А. Г. Мустафин [и др.] // Экотехнологии и оборудование. - 2010. - № 1. - С. 37 - 39.

7. Смирнова, Т. П. Роль химико-биологических факторов в формировании экологического состояния малых рек в зоне влияния горнообогатительных комбинатов : автореф. дис. ... канд. хим. наук : 03.00.16 / Т. П. Смирнова ; Башкирский государственный университет. - Уфа, 2009. - 20 с.

УДК 622.692.23(07)

Вишневская Н.С., Глухов А.А

ПОСТАНОВКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ ДЛЯ ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С ПУТЕВЫМ ПОДОГРЕВОМ

Ухтинский государственный технический университет,
г. Ухта, Республика Коми

Аннотация. Данная статья посвящена постановке математической задачи и зависит от условий работы нефтепровода, целей исследования, точности определения различных параметров процесса. В настоящее время предложено большое число математических моделей расчета нестационарных тепловых режимов нефтепроводов, отличающихся как точностью моделей, так и условием работы нефтепроводов.

Ключевые слова: математическая модель, уравнение теплопроводности, магистральный транспорт, нестационарные тепловые режимы, путевой подогрев нефти, теплоизолированные нефтепроводы, вечномёрзлые грунты, тепловая изоляция, термокарст, солифлюкция, пучение, теплооборот, надземная прокладка, промораживание, протаивание, техногенное воздействие.

Abstract. The formulation of the mathematical problem depends on the working conditions of the oil pipeline, the research objectives, and the accuracy of determining the various parameters of the process. At present, a large number of mathematical models for the calculation of non-stationary thermal conditions of oil pipelines are proposed, which differ both in the accuracy of the models and in the operating conditions of oil pipelines. It is assumed that the external conditions are either constant or slowly change over time.

Keywords: Mathematical Model, Heat Equation, Main Transport, Heat-insulated Pipelines, Permafrost Soils, Thermal Insulation, Thermokarst, Solifluction heave, Heat Turnover, Overhead Gasket, Freezing, Thawing, Techno Genic Impact.

Математическое описание нестационарных тепловых режимов нефтепроводов сталкивается с большими трудностями как теоретического, так и расчетного характера. Это связано с необходимостью решать сопряженную задачу тепломассопереноса совместно с нелинейной системой уравнений гидродинамики. При достаточно строгой постановке задачи получается система нелинейных дифференциальных уравнений большой размерности, решение которой даже на современных ЭВМ связана со значительными вычислительными проблемами. Кроме того, точная математическая модель теплообмена имеет большое число параметров, точность определения которых невелика. Перечисленные проблемы делают невоз-

возможным единый подход к проблеме расчета и прогнозированию нестационарных тепловых режимов нефтепровода.

Постановка математической задачи зависит от условий работы нефтепровода, целей исследования, точности определения различных параметров процесса. В настоящее время предложено большое число математических моделей расчета нестационарных тепловых режимов нефтепроводов, отличающихся как точностью моделей, так и условиями работы нефтепроводов. Как правило, предполагают, что внешние условия или постоянны, или медленно меняются со временем. Указанное допущение вполне обосновано для подземных нефтепроводов, для которых медленное изменение внешних условий обусловлено большой тепловой инерцией грунта. Для расчета тепловых режимов надземных нефтепроводов указанные модели не всегда применимы. В результате достаточно резких изменений температуры воздуха, тепловой режим надземных нефтепроводов практически всегда не стационарен. Поэтому вопрос расчета и прогноза нестационарных тепловых режимов таких нефтепроводов является особенно актуальным.

Строгая математическая постановка задачи содержит в себе уравнение теплообмена в нефтепродукте, стенке трубы, тепловой изоляции и грунте (для подземных трубопроводов). В стенке трубы и тепловой изоляции процесс распространения тепла однозначно описывается уравнением теплопроводности.

$$c_1 \rho_1 \frac{\partial \theta_1}{\partial t} = \lambda_1 \Delta \theta_1, \quad (1.1)$$

$$c_2 \rho_2 \frac{\partial \theta_2}{\partial t} = \lambda_2 \Delta \theta_2, \quad (1.2)$$

где c_i , ρ_i , λ_i , θ_i – удельная теплоемкость, плотность, коэффициент теплопроводности и температура стенки трубы ($i = 1$) и изоляции ($i = 2$); Δ – оператор Лапласа.

Распространение тепла в грунте также может быть описано уравнением теплопроводности. Однако на распространение тепла в грунте большое влияние оказывают процессы влагопереноса и процессы замерзания и оттаивания грунта. Процессы распространения тепла в грунте происходят очень медленно, поэтому при рассмотрении нестационарных тепловых режимов с характерными временами в пределах нескольких суток температурный режим грунта можно считать неизменным.

Условия теплообмена в нефтепроводе существенно зависят от скорости движения нефтепродукта. Поэтому принципиально различаются задачи теплообмена в остановленном нефтепроводе и в действующем нефтепроводе. Гидравлический режим действующих нефтепроводов, как правило, турбулентный. При турбулентном режиме течения происходит интенсивное перемешивание нефтепродукта по сечению трубы. Поэтому в данном случае можно пренебречь неравномерностью распределения темпера-

туры и скорости потока по сечению трубы и в качестве температуры и скорости нефтепродукта принять средние по сечению величины. Это является основным приближением в постановке задачи. Кроме того, будем предполагать, что характерные времена гидродинамической нестационарности значительно меньше характерного времени тепловой нестационарности.

Рассмотрим теплоизолированный участок нефтепровода с путевым электроподогревом, на вход которого ($x = 0$) подают нефть с температурой $\theta_n(t)$ и расходом $Q(t)$. Тогда из условий теплового баланса получаем уравнение для усредненной по сечению температуры потока:

$$\frac{\rho c \pi D_0^2}{4} \left(\frac{\partial \theta}{\partial t} + v \frac{\partial \theta}{\partial x} \right) = w_1 + w_0; \quad (1.3)$$

где c , ρ , θ , v – соответственно теплоемкость, плотность, температура и скорость нефтепродукта; D_0 – внутренний диаметр трубопровода; w_1 – мощность теплового потока от стенки трубы к нефти, приходящаяся на единицу длины трубопровода; w_0 – теплота трения, выделяющаяся в единицу времени на единицу длины трубопровода.

Средняя по сечению скорость потока связана с расходом $Q(t)$ известным соотношением:

$$v = \frac{4Q}{\pi D_0^2}. \quad (1.4)$$

Тепловая мощность, выделяемая за счет трения, связана с градиентом давления (p) соотношением:

$$w_0 = -Q \frac{\partial p}{\partial x}. \quad (1.5)$$

Мощность теплового потока от стенки трубы к нефтепродукту определяется исходя из закона теплообмена Ньютона, интегрированием по внутренней поверхности трубопровода:

$$w_1 = k_1 r_0 \left[\int_0^{2\pi} \theta_1(x, r_0, \varphi, t) d\varphi - 2\pi \theta \right], \quad (1.6)$$

где $r_0 = D_0/2$ – внутренний радиус трубы; φ – полярный угол; θ_1 – температура стенки трубы (задача рассматривается в цилиндрической системе координат x , r , φ . $r = 0$ – соответствует оси трубопровода); k_1 – коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к перекачиваемому продукту.

Распределение давления по длине трубопровода в рассматриваемом квазистационарном приближении описывается уравнением:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \beta \rho g \frac{Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}}, \quad (1.7)$$

где v – вязкость, распределение которой по длине трубопровода определяется распределением температуры $\theta(x, t)$; m , β – параметры формулы

Лейбензона, которые в общем случае изменяются по длине и во времени в зависимости от температуры нефти.

В принятых обозначениях характерное время установления равновесия температуры нефти без учета изменения температуры стенки трубопровода.

Следовательно, для трубопроводов малого диаметра величина $\frac{\partial u_1}{\partial \tau}$ играет большую роль, чем для трубопроводов большого диаметра.

Список литературы

1. Глухов, А. А. Оценка состояния вечномёрзлых грунтов при магистральном транспорте нефтепродуктов / А. А. Глухов, Н. С. Вишневская // Булатовские чтения : первая международной научно- практическая конф. 31 марта 2017 г. - Краснодар, 2017. – С. 45-48.

2. Глухов, А. А. Применение путевого электропривода для транспорта высоковязких нефтей и нефтепродуктов / А. А. Глухов, Н. С. Вишневская // Ресурсы Европейского Севера. - 2015. - № 4. - С. 18-25.

3. Черняев, В. Д. Трубопроводный транспорт нефти в сложных условиях эксплуатации / В. Д. Черняев, А. К. Галлямов, А. Ф. Юкин ; ред. В. Д. Черняева. – Москва : Недра, 1990. - 232 с.

4. Юкин, А. Ф. Моделирование нестационарных тепловых процессов в теплоизолированных нефтепроводах / А. Ф. Юкин // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2003. - № 5. – С. 63-69.

УДК 622.691

Вовк Б.В., Арефьев П.П.

РЕГУЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ПРИ НЕПРОЕКТНЫХ РЕЖИМАХ ПЕРЕКАЧКИ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: Данная статья рассматривает регулирование работы компрессорной станции при непроектных режимах перекачки. Необходимость разработки методики определения частоты вращения ротора ЦБН природного газа при регулирования работы КС.

Abstract: This article discusses the regulation of the operation of the compressor station in non-design pumping modes. The need to develop a methodology for determining the rotor speed of a central natural gas pumping center when regulating the CS operation.

Ключевые слова: гидравлические сопротивления, ПП «Mathcad», общий коллектор, частоты вращения ротора, газовые смеси.

Keywords: hydraulic resistances, PP “Mathcad”, common collector, rotor speeds, gas mixtures.

Загрузка и режимы работы ГТС определяются как спросом на газ, объемами добычи, неравномерностью потребления, так и нарушением режимов работы КС в силу нештатных ситуаций.

К данным ситуациям можно отнести:

- повышение или понижение давления в МГ;
- аварийную/вынужденную остановку одной из КС МГ;
- вынужденную остановку параллельно работающего компрессорного цеха КС или ГПА в компрессорном цехе;
- разрыв ниток МГ;
- повышение гидравлических сопротивлений аппаратов и технологических коммуникаций;
- ошибки персонала и другие причины.

При всех вышеупомянутых ситуациях, как в случае увеличения пропускной способности МГ, так и уменьшения, необходимо производить регулирование режима работы КС, как за счет изменения частоты вращения ротора ЦБН, что является наиболее рациональным способом регулирования, так и за счет включения/выключения КЦ и КС. При этом последнее в свою очередь требует регулирования режима работы соседних КЦ либо КС путем изменения частоты вращения ротора ЦБН.

Для определения необходимой частоты вращения ротора ЦБН в рассматриваемых ситуациях необходимо знать измененную степень повышения давления на КС. [3]

Все вышеперечисленное обуславливает необходимость разработки методики определения частоты вращения ротора ЦБН природного газа при регулировании работы КС на нерасчетных режимах МГ с учетом полученных зависимостей, описывающих характеристики ЦБН, и предложенного критерия выбора рациональных режимов работы ГТС.

Рациональная загрузка КЦ в свою очередь обеспечивается оптимальной частотой вращения ротора ЦБН.

Таким образом, можно предложить следующий алгоритм определения частоты вращения ротора ЦБН для различных схем включения КЦ на КС при изменении коммерческого расхода природного газа через КС:

Рассчитываются параметры газовой смеси при условиях всасывания;

Находится область рационального использования ЦБН с учетом располагаемой мощности ГТУ, предотвращения условий помпажа и превышения максимально допустимого давления на выходе КС при заданном коммерческом расходе природного газа;

В пределах данной области, задаваясь значениями расхода природного газа через ЦБН от максимально до минимально допустимого, определяется относительный приведенный расход топливного газа на перекачку. Частота вращения ротора ЦБН и внутренняя мощность, соответствующие заданной степени повышения давления;

Значение расхода природного газа через один ЦБН, при котором $\overline{Q_{mg}}$ приобретает минимальное значение, соответствует оптимальной схеме

распределения нагрузки между ГПА различных типов при данном коммерческом расходе природного газа;

Пункты 1-4 выполняются для других схем включения, возможных при заданном коммерческом расходе природного газа;

По минимальному значению $\overline{Q_{mz}}$ при данном коммерческом расходе природного газа определяется оптимальная схема включения КЦ на КС, работающих на общий коллектор, которой соответствуют определенные в п. 3 частоты вращения ротора ЦБН.

Расчет рекомендуется вести с помощью программных комплексов. В данном случае расчеты производились в ПП «Mathcad». [6,7]

Результаты расчетов показывают, что при значениях коммерческого расхода $Q_k=70-100$ млн. м³/сут. ЦБН 235-24-1 в рассматриваемых схемах компримирования работает на максимально допустимой частоте вращения ротора ЦБН, определяемой располагаемой мощностью ГТУ. Данный факт, в свою очередь, подтверждает один из принципов оптимизации, заключающийся в первоочередной загрузке ГПА с большей располагаемой мощностью и постепенным включением в работу оставшихся ГПА.

Список литературы

1. Вербальное построение структуры и содержания «Концепции энергосбережения и повышения энергетической эффективности в ОАО «Газпром» на период 2011-2020 гг.» / О. Е. Аксютин [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. - 2011. - № 1. - С. 4-11.

2. Беркутов, Р. А. Оперативное определение оптимальной глубины охлаждения газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов / Р. А. Беркутов, Н. А. Малюшин // Нефть и газ. - 2010. - № 4. - С. 53-58.

3. Ванчин, А. Г. Изменения запаса устойчивой работы в зависимости от технического состояния центробежного нагнетателя в составе газоперекачивающего агрегата / А. Г. Ванчин // Нефтегазовое дело. - 2012. - № 4. - С. 475-482.

4. Формирование высокоэффективных энергосберегающих инновационных технологий в магистральном транспорте газа ОАО «Газпром» / А. Г. Ишков [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. - 2011. - № 1. - С. 12-18.

5. Энергоэффективные режимы газотранспортных систем и принципы их обеспечения / А. М. Карасевич [и др.] // Газовая промышленность. - 2012. - № 1. - С. 30 - 34.

6. Земенкова, М. Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов : монография / М. Ю. Земенова. –Тюмень : ТИУ, 2018. – 397 с.

7. Радченко, О. С. Очистка нефтегазопроводов, как один из методов повышения энергоэффективности / О. С. Радченко, С. Ю. Подорожников, Е. В. Огудова // Нефтегазовый терминал № 13 : сб. ст. Междунар. науч.-техн. конф. – Тюмень : Вектор Бук, 2017. – С. 187-190.

УДК 519.24:622.691.4:620179.1

Волкова И.И., Вишневская Н.С., Зунтов В.В.

СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ РАДИОГРАФИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Ухтинский государственный технический университет,
г. Ухта, Республика Коми

Аннотация: Согласно действующим нормативным документам СТО Газпром 2-2.4-083-2006 суммарная протяженность допустимых по высоте внутренних дефектов на любые 300 мм сварного соединения не должна превышать 50 мм, но не более 1/6 части периметра сварного соединения. После проведения ВТД каждый сварной шов признанный аномальным подвергается радиографическому контролю, для последующей оценки его пригодности или не пригодности к дальнейшей эксплуатации. Основной задачей проверки статистических гипотез является использование полученной по выборке информации для суждения о законе распределения генеральной совокупности.

Abstract: According to current regulatory documents STO Gazprom 2-2.4-083-2006, the total length of the height of internal defects permissible for any 300 mm welded joint should not exceed 50 mm, but not more than 1/6 of the perimeter of the welded joint. After conducting an ITD, each weld that is recognized as abnormal is subjected to radiographic inspection, for subsequent evaluation of its suitability or inappropriateness for further operation. The main task of testing statistical hypotheses is to use the information obtained from a sample for judging the distribution law of the general population.

Ключевые слова: дефект, сварной шов, радиографический контроль, статистическая оценка, техническая диагностика, внутритрубная диагностика, критерий Колмогорова, магистральный трубопровод.

Keywords: defect, weld, radiographic control, statistical evaluation, technical diagnostics, in-line diagnostics, Kolmogorov criterion, main pipeline.

На сегодняшний день этап внутритрубной технической диагностики (далее ВТД) магистральных трубопроводов является неотъемлемой частью контроля их состояния. На эту оценку влияет ряд факторов, в том числе общая протяжённость дефектов по периметру сварного шва и их высота

В период январь - март на газопроводе автором была проведена диагностика радиографическим методом сварных соединений, признанными аномальными по результатам ВТД.

На основании заключений по радиографическому методу контроля были сделаны две выборки по дефектам случайно отобранных из генеральной совокупности: аномальных $x_в$ и вновь сваренных $y_в$ на месте дефектов сварных соединений. Получены данные о длине дефектов на кольцевом сварном шве. Рассчитана средняя суммарная длина дефектов на сварных швах. Основными требованиями к выборкам являются: репрезентативность (представительность); однородность; случайность.

Все эти требования выполнены для наших статистических выборок.

За исследуемый параметр принято среднее значение протяженности всех дефектов по периметру сварного соединения. В таблицах 1 и 2 приведены фрагменты исходных данных по результатам диагностики сварных швов, признанными аномальными по результатам ВТД, и вновь сваренных швов.

Таблица 1

Фрагмент исходных данных

Диагностика $x_в$				
№ Сварного соединения	Кол-во дефектов	Среднее L, мм. На сварном шве	Среднее Lt, мм. На сварном шве	Среднее L, мм. На каждом снимке
218	50	57,3	12,6	179
196	48	53,5	7,1	160,4
996	38	51,0	1,8	11,8
2066	65	28,3	2,7	115
2067	108	15,2	3,5	102,6

Таблица 2

Фрагмент исходных данных

Вновь сваренные $y_в$				
№ Сварного соединения	Кол-во дефектов	Среднее L, мм. На сварном шве	Среднее Lt, мм. На сварном шве	Среднее L, мм. На каждом снимке
5	70	8,25	2,5	36
6	22	2,1	1,25	2,9
14	-	-	-	-
15	8	1	1	1
11	19	2,7	2,5	3,9

Было решено по имеющимся выборкам $x_в$, $y_в$ проверить гипотезу о нормальном распределении средней длины дефектов по критерию Колмогорова.

Основной задачей проверки статистических гипотез является использование полученной по выборке информации для суждения о законе распределения генеральной совокупности. В качестве статистических оценок параметров генеральной совокупности использовались оценки, удовлетворяющие одновременно требованиям несмещённости, эффективности

и состоятельности. Только среднее значение \bar{x} является одновременно несмещённой, эффективной и состоятельной оценкой параметра a нормального распределения. А, например, выборочная дисперсия S^2 является смещённой оценкой для параметра σ^2 нормального распределения.[1]

\bar{x}_g, \bar{y}_g – выборочные средние x и y соответственно.

Выборочные средние определяем по формуле:

$$\bar{x}_g = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}; \quad \bar{y}_g = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n}. \quad (1)$$

Выборочные дисперсии равны:

$$S_x^2 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i^2}{n} - (\bar{x}_g)^2; \quad S_y^2 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i^2}{n} - (\bar{y}_g)^2. \quad (2)$$

Несмещенная оценка выборочной дисперсии определяется по формуле:

$$S_{несм}^2 = \frac{n}{n-1} S^2. \quad (3)$$

Значения выборочных средних и выборочных дисперсий, рассчитанных по двум выборкам, представлены в таблице 3.

Таблица 3

Значения выборочных средних и выборочных дисперсий

Критерий	Диагностика		Вновь сваренные	
	\bar{x}_g	$S_{x,несм}^2$	\bar{y}_g	$S_{y,несм}^2$
Средняя длина дефекта по периметру шва	31,75	588,57	2,4	5,74

Исследуем выборку по диагностике сварных соединений уже бывших в эксплуатации (начало эксплуатации с 1977г.)

Выдвигаем нулевую гипотезу H_0 : случайная величина имеет нормальное распределение.

$$H_0: F(x) = \frac{1}{2} + \left(\frac{x-a}{\delta} \right), \text{ где } a \approx 31,75, \sigma \approx 588,57.$$

Альтернативная гипотеза H_1 : случайная величина X имеет неизвестное распределение.

Затем, вычисляем расчетные значения критерия Колмогорова по формуле:

$$K_{расч} = \max |F(x_i) - F^*(x_i)|, \text{ у нас } K_{расч} = 0,173$$

Задаем уровень значимости $\alpha = 0,05$ и по таблицам распределения Колмогорова находим $K_{кр} = K(0,05;30)$ – критическое значение критерия Колмогорова [1]

$$K_{кр} = 0,242$$

Так как $K_{расч} < K_{кр}$, нет оснований отвергать H_0 т. е. можно считать, что случайная величина X подчинена нормальному закону распределения с параметрами $a = 31,75$ и $\sigma = 588,57$.

Аналогично исследуем выборку по вновь сваренным сварным соединениям

$$H_0: F(x) = \frac{1}{2} + \left(\frac{x-a}{\delta} \right), \text{ где } a \approx 2,4, \sigma \approx 5,74.$$

H_1 : случайная величина X имеет неизвестное распределение.

Затем, вычисляем расчетные значения критерия Колмогорова:

$$K_{расч} = 0,141$$

Задаем уровень значимости $\alpha = 0,05$ и по таблицам распределения Колмогорова находим $K_{кр} = K(0,05;30) = 0,242$

Так как $K_{расч} < K_{кр}$, нет оснований отвергать H_0 т. е. можно считать, что случайная величина X подчинена нормальному закону распределения с параметрами $a = 2,4$ и $\sigma = 5,74$.

Таким образом мы доказали, что среднее значение длины дефектов при диагностике с разными параметрами подчинены закону нормального распределения.

Проверим, является ли статистически значимым различие между выборочными данными по диагностике и вновь сваренным соединениям. Для этого используем t-критерий Стьюдента. Для него существует две модификации, которые зависят от равенства дисперсий.

Сначала по критерию Фишера (F-критерий) проверяем гипотезу о равенстве дисперсий двух нормальных генеральных совокупностей.

При заданном уровне значимости $\alpha = 0,05$ проверяем нулевую гипотезу о том, что истинные дисперсии рассматриваемых совокупностей равны между собой: $H_0: D(X) = D(Y)$ при конкурирующей гипотезе $H_1: D(X) \neq D(Y)$.

В качестве расчетного значения критерия рассмотрим отношение большей исправленной выборочной дисперсии к меньшей:

$$K_{расч} = F_{расч} = \frac{S_{\sigma}^2}{S_M^2}.$$

$$K_{расч} = 102,54$$

Случайная величина $F = \frac{S_{\sigma}^2}{S_M^2}$ имеет распределение Фишера-

Снедекора со степенями свободы $k_1 = n_1 - 1$, $k_2 = n_2 - 1$, где k_1 – число степеней свободы для выборки с большей исправленной выборочной дисперсией (число степеней свободы числителя), k_2 – число степеней свободы для

выборки с меньшей исправленной выборочной дисперсией (число степеней свободы знаменателя). По таблице F -распределения $F_{кр} = F(0,05;28;13) = 2,38$ [3]

Так как $5,74 > 2,38$, нулевую гипотезу отвергаем.

Различие дисперсий существенно, поэтому используем вторую модификацию t -критерия.

Выдвигаем две конкурирующие гипотезы:

1) $H_0: M_X = M_Y$,

2) $H_1: M_X \neq M_Y$.

Затем, вычисляем расчетные значения t -критерия по формуле:

$$T_{расч} = \frac{|\bar{x} - \bar{y}|}{S_d} \quad (4)$$

Находим критическое значение критерия $T_{кр}(\alpha, k)$ по таблице критических точек распределения Стьюдента по уровню значимости α и числу степеней свободы:

$$k = (m + k - 2) * \left(0,5 + \frac{S_x^2 + S_y^2}{S_x^4 + S_y^4} \right) \quad (5)$$

$t_{крит} = t(0,05;29) = 0,69$

Если $|T_{набл}| < T_{кр}$, то нет оснований отвергнуть нулевую гипотезу H_0 .

Если $|T_{набл}| > T_{кр}$, то нулевую гипотезу H_0 отвергают.

Так как $5,72 > 0,69$, нулевую гипотезу отвергаем (различие между выборками статистически значимо). Вероятность ошибки вывода в данном случае меньше 0,05.

Т.к. мы установили законы распределения средней длины дефекта (нормальные), то используем критерий 3σ как критерий необходимости вырезки конкретного сварного соединения. Если значение суммы длин дефектов выходит за пределы интервала 3σ , то такой сварной шов подлежит вырезке.

У нас:

$$(\bar{x} - 3s; \bar{x} + 3s) = (31,75 - 3 * 24,68; 31,75 + 3 * 24,68) = (0; 105,79)$$

Если сумма длин дефектов > 106 мм., то с точки зрения мат. статистики сварные соединения вырезали правильно. Анализ исходной статистики показал, что все сварные швы, признанные аномальными по результатам ВТД, удовлетворяют и правилу 3σ . Т. е. правило 3σ может служить критерием вырезки сварных швов.

Заметим, что такой параметр дефекта, как его высота, имеет значение как критерий для ремонта, но исследовать его аналогично длине дефекта нет возможности, т.к. в исходных данных указываются только примерные значения в %, со знаками $>$ или $<$.

Список литературы

1. Вероятностные методы исследования зависимостей в нефтяной и газовой промышленности : учеб. пособие / И. И. Волкова [и др.]. – Ухта : УГТУ, 2014. – 135 с.

2. Контроль качества бетонного слоя ударно–импульсным методом для осуществления входного контроля обетонированных труб / А. И. Попова [и др.] // Контроль - диагностика. - 2013. - № 6. - С. 46-52.

3. Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов : СТО Газпром 2-2.4-083-2006 : утв. и введ. в действие Распоряжением ОАО «Газпром» от 30 октября 2006 г. № 310. - Москва : ООО «Информационно-рекламный центр газовой промышленности», 2007. – 103 с.

4. Увеличение глубины прозвучивания ультразвуковых дефектоскопов / А. И. Попова [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2013. - № 2. - С. 57-59.

УДК 656.56

Воронина Д.А.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ, НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕПРОВОДА «ЗАПОЛЯРЬЕ - ПУРПЕ»

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В данной статье произведен анализ использованных методов прокладки нефтепровода «Заполярье-Пурпе». Рассмотрен район строительства нефтепровода, его климатические и геологические условия. Проанализированы возможные не учтенные показатели для расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода.

Abstract: This article analyzes the methods used for laying the Zapolyarye-Purpe oil pipeline. The oil pipeline construction area, its climatic and geological conditions are considered. Possible unaccounted indicators for the calculation of the stress-strain state of the pipeline are analyzed.

Ключевые слова: «Заполярье – Пурпе», нефтепровод, вечноммерзлые грунты, надежность, температура.

Keywords: the Zapolyarye-Purpe, oil pipeline, permafrost, reliability, temperature.

ПАО «Транснефть» является одной из самых крупнейших в мире компаний, транспортирующих нефть и нефтепродукты. Практически по всей территории Российской Федерации проходят магистральные нефтепроводы Компании.

Месторождения Западной Сибири, Башкирии и других регионов стали исчерпывать свои ресурсы. Падения добычи с каждым годом варьируются от 5-8 млн. тонн в год. Поэтому в Компании, да и в целом в стране, активно обсуждались вопросы открытия новых месторождений. Месторождения Ямало-ненецкого автономного округа располагаются вблизи уже освоенного промышленного центра Западной Сибири, что является гарантом стабильности уровней производства России. Освоение перспективных месторождений в ЯНАО обеспечит добычу в больших объемах.

Проектирование и строительство нефтепровода «Заполярье - Пурпе» осуществлялось в 3 очереди. Освоены ранее недоступные районы Заполярья и Красноярского края. Регионы имеют суровые климатические условия, с которыми раньше не сталкивались нефтяники при проектировании и строительстве трубопроводного транспорта. Перепад температур варьируется от -55°C зимой и $+35^{\circ}\text{C}$ летом. Большая часть территории региона представляет собой тундру, болота, вечную мерзлоту. Работы по строительству нефтепровода происходили исключительно в зимний период, так как именно в этот период болота и водоемы Севера находятся под толстым слоем льда. Ближе к летнему периоду (апрель-май) происходит оттаивание почвы и местность по которой пролегает нефтепровод становится водной гладью. Весной и летом зачастую проводились гидроиспытания уже построенной части магистрального нефтепровода, а также завозился материал и техника водным видом транспорта.

Кроме всего вышеперечисленного, нефтепровод «Заполярье- Пурпе» на всем своем протяжении пересекает 180 водных преград, из них две судоходные реки Таз и Пур. Это является еще одной его уникальностью. Обычно при строительстве нефтепровода используется подземный метод прокладки. На «Заполярье-Пурпе» большая часть (около 64% от всей протяженности) нефтепровода проложена надземным способом (рис.1). В связи с этим при проектировании были поставлены задачи разработки технических решений по конструкциям опор и их крепления, а также уделялось внимание изучению свойств, применяемых труб и изоляций.



Рис. 1 – Надземная часть нефтепровода «Заполярье - Пурпе»

На всем протяжении нефтепровода нефть должна иметь положительную температуры, вследствие чего появляется ряд проблем, связанных с поддержанием положительной температуры в трубе, а также недопущением воздействия этой температуры на вечномёрзлый грунт. Для предотвращения этих проблем на нефтепроводе «Заполярье - Пурпе» применялись трубы с дополнительным теплоизолирующим покрытием из пенополиуретана.

Для сохранения и поддержания отрицательных температур в вечномёрзлых грунтах применялись специальные устройства – термостабилизаторы, заправленные хладагентом (рис.2.). С этой же целью недопущения размораживания почвы предусмотрено размещение запорной арматуры на линейной части нефтепровода на специальных площадках, установленных на свайных основаниях, с теплоизоляцией.



Рис. 2– Надземная часть нефтепровода «Заполярье - Пурпе» с установленными термостабилизаторами.

В процессе эксплуатации нефтепровода «Заполярье – Пурпе» возникло ряд проблем. Так как работы проводились исключительно в зимний период, то при строительстве возникал большой перепад температур между температурой замыкающего стыка и температурой транспортируемого продукта. В летний период, когда происходит отмерзания грунтов, трубопровод начинает водить, вследствие чего он теряет проектное положение. Поэтому необходимо учитывать температурный перепад при строительстве нефтепровода, а также учитывать, что температура воздуха меняется как в течение месяца, так и в течение дня.

Благодаря выше изложенному анализу строительства нефтепровода «Заполярье – Пурпе» можно сделать вывод, что по причине уникальности климатических и геологических условий района строительства могут возникнуть просадки и всплывание проложенного нефтепровода. Для предотвращения таких ситуаций необходимо тщательно проводить расче-

ты и прогнозы по напряженно-деформированному состоянию нефтепровода. При учитывании всех факторов, влияющих на отклонение трубопровода от проектного положения, повышается надежность эксплуатации всего магистрального нефтепровода.

Список литературы

1. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учеб. пособие для вузов / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров. – Москва : Недра, 1988. - 368 с.
2. Ахмадуллин, К. Р. Методы расчета и регулирования режимов работы насосных станций магистральных нефтепродуктопроводов / К. Р. Ахмадуллин // Нефтегазовое хозяйство. – 2005. - № 3. - С. 100-103.
3. Бобровский, С. А. Оценка эффективности регулирования работы насосных станций трубопроводов / С. А. Бобровский // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1965. – № 6. - С. 19-22.
4. Вязунов, Е. В. Расчет режимов перекачки. Нефтяная промышленность. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов / Е. В. Вязунов, Г. В. Фридман, Л. Г. Щепетков. - Москва : ВНИИОЭНГ, 1976. – 75 с.
5. Выбор рационального режима работы магистрального нефтепровода / А. И. Гольянов [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов. - 1998. - № 10. - С. 16-18.
6. Земенкова, М. Ю. Системный анализ и технологический мониторинг надежности и безопасности при транспорте и хранении углеводородов / М. Ю. Земенкова. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 270 с.
7. Земенков, Ю. Д. Эксплуатация объектов хранения и распределения жидких углеводородов : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля ТюмГНГУ / Ю. Д. Земенков. – Санкт-Петербург : Недра, 2007. - 535 с.
8. Лурье, М. В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа : учебное пособие / М. В. Лурье. – Москва : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. - 336 с.
9. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов : РД 153-39.4-056-00 : утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 14.08.2000 : введ. в действие с 01.01.01. – Москва : Недра, 2001.
10. Правила испытаний линейной части действующих магистральных нефтепроводов : РД 153-39.4Р-118-02 : утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 01.01.2002 : введ. в действие с 01.01.2002. – Москва, 2002.
11. Магистральные трубопроводы : СНиП 2.05.06-85* : утв. постановлением Госстроя СССР 30.03. 1985 : введ. в действие с 01.01.1986. – Москва : ЦИТП Госстроя СССР, 1985. - 74 с.
12. Земенков, Ю. Д. Эксплуатация линейной части нефтегазопроводов : учебное пособие / Ю. Д. Земенков. - Тюмень : Вектор Бук, 2013. – 294 с.

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО РАБОЧЕГО КОЛЕСА МАГИСТРАЛЬНОГО НАСОСА ИЗ ИННОВАЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Акционерное общество «Транснефть – Сибирь», г. Тюмень, Россия

Аннотация: Целью данной работы является улучшение качества и эксплуатационных характеристик магистрального насоса.

Abstract: The aim of this work is to improve the quality and performance of the main pump.

Ключевые слова: композитные материалы, КПД, оптимизация, рабочее колесо

Keywords: composite material, efficiency coefficient, optimization, rotor wheel

В настоящее время актуальным является вопрос повышения энергоэффективности магистрального транспорта нефти.

Доля затрат на электроэнергию в трубопроводном транспорте нефти составляет 30% и эта цифра продолжает расти. Этот рост обуславливается увеличением добычи нефти и соответственно увеличением объемов перекачки.

Зависимость расхода электроэнергии от грузооборота находится в степенной зависимости. Поэтому, при возрастании грузооборота нефти удельный расход электроэнергии не уменьшается, а возрастает пропорционально грузообороту в степени 1,75. По этой причине необходимо проводить мероприятия для повышения энергетической эффективности и экономии электроэнергии.

Основными потребителями электроэнергии в трубопроводном транспорте являются насосные агрегаты, установленные на нефтеперекачивающих станциях (НПС) и линейных производственно-диспетчерских станциях (ЛПДС). При мониторинге эксплуатационных характеристик насосных агрегатов возможна экономия энергопотребления от 9 до 21 % от затрат энергоресурсов на транспортировку нефти: верхняя точка обусловлена конструктивными изменениями в насосах, нижняя – за счет технического обслуживания насосов по их фактическому состоянию.

Одним из путей решения вопроса повышения энергоэффективности является повышение КПД насосного оборудования за счет применения полимерного рабочего колеса.

Расход энергии, потребляемой системами электропривода нагнетательных устройств трубопроводной системы (насосами, компрессорами), зависит не только от свойств жидкостей и газов, но и от характеристик самой системы. Часть механической энергии, приобретенной продуктами от нагнетательных устройств, превращается в тепловую энергию и является потерями энергии. С этим связаны гидравлические потери давления и напора двух ви-

дов – потери на трение и местные потери, проявляющиеся на участках сужения трубы, в местах слияния и разделения потоков, а также в трубопроводной арматуре (вентиллях, клапанах, задвижках, дросселях и др.). Основная характеристика трубопроводной транспортировки коэффициент трения для конкретных условий определяется экспериментальным путем, а для наиболее типичных случаев информация, обобщенная в виде эмпирических формул, таблиц, графиков, извлекается из справочников.

Исходя из фундаментальных положений гидро- и аэродинамики и огромного опыта эксплуатации трубопроводных систем, легко обозначить основные пути сокращения удельного расхода электроэнергии:

- обеспечение оптимальной скорости прокачки продукта, определяемой необходимой производительностью, количеством и диаметром труб;
- использование труб с гладкой внутренней поверхностью;
- обеспечение плавных поворотов потока;
- установка в трубопроводах устройств, обеспечивающих плавное изменение поперечного сечения потока.

Расход энергии на перекачку нефти, субстанции практически несжимаемой, определяется только необходимостью преодоления сил трения в насосных агрегатах, а также в трубопроводе. Выбор оптимальных диаметра и количества труб, скорости прокачки нефти может существенно сократить энергопотребление. Экономический эффект определяется соотношением затрат металла в трубах и энергии, идущей на перекачку.

Рабочее колесо – это деталь, преобразующая вращательную энергию вала в давление внутри корпуса с какой-либо субстанцией. Форма и размеры колеса должны обеспечивать его необходимую механическую прочность, а также удобство отливки и дальнейшей механической обработки. Исходя из коррозионной стойкости к воздействию субстанции, выбирается материал для изготовления рабочих колес. Формы и размеры внутренней части колеса, а также количество и форма лопаток обусловлены областью применения и определяются гидродинамическим расчетом. Конфигурация колеса состоит из заднего и переднего дисков, между которыми установлены лопатки, отогнутые от направления вращения рабочего колеса в противоположную сторону.

Основные параметры насоса, главными из которых являются подача, напор (давление), мощность и КПД, обеспечивают, в частности, соответствующим выбором формы межлопастных каналов рабочего колеса и надлежащим качеством выполнения последних (например, чистотой их поверхности).

Анализ работающего насосного оборудования показал, что прогиб вала является прямой причиной выхода из строя торцовых уплотнений и подшипниковых узлов. При прогибе вала подшипниковые узлы подвергаются интенсивному износу. Торцовое уплотнение, в условиях вибрации, высокой температуры и давления надежно работать не может. Также в настоящее время актуальным является вопрос об уменьшении прогиба вала.

Поэтому был произведен расчет зависимости прогиба вала от массы колеса (см. рисунок 1).

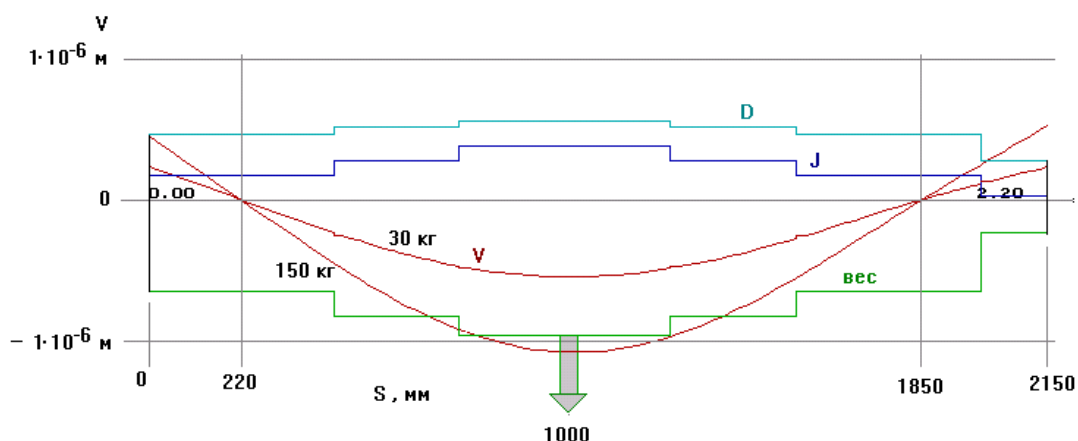


Рис.1 Прогиб вала от массы колеса

Расчет показал, что с уменьшением массы рабочего колеса в 5 раз прогиб вала при статичном режиме уменьшается вдвое.

Поэтому предлагается выполнять рабочее колесо из полимерных материалов прочностные характеристики, которых максимально приближены к металлическим.

Был проведен сравнительный анализ полимерных материалов, прочностные характеристики, которых максимально приближены к металлическим такие как: Капролон, Полиамид-66, Фторопласт, Текстолит.

Таблица 1

Сравнительный анализ полимерных материалов

Показатель		Капролон	Полиамид – 66	Текстолит	Фторопласт
Плотность, г/см ³		1,15 - 1,16	1,14	1,3 - 1,4	2,14 - 2,26
Твердость по Бринелю, кг * с/мм ²		13 - 15	8 - 10	25 - 30	3 - 4
Предел прочности, кг * с/см ² , не менее	При растяжении	900 - 950	800 - 1100	1000	200 - 300
	При статическом	800	1000 - 1100	1000	110 - 140
	При сжатии	1000 - 1100	1000 - 1200	1500	120
Относительное удлинение при разрыве, %		15 - 30	20 - 30	1	350 - 500
Водопоглощение, %, не более		6 - 7	7,2	2	-
Температурный диапазон эксплуатации, С ⁰		- 50; +120	-30; +105	-60; +105	-120; +260

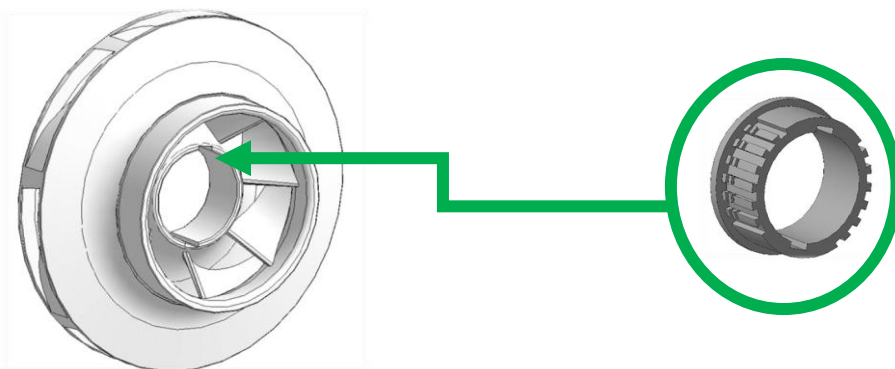


Рис.2 Эскиз рабочего колеса МН

Предложенная модель полимерного рабочего колеса, а также стальная втулка обеспечивающая равномерному распределению нагрузки по всему внутреннему диаметру.

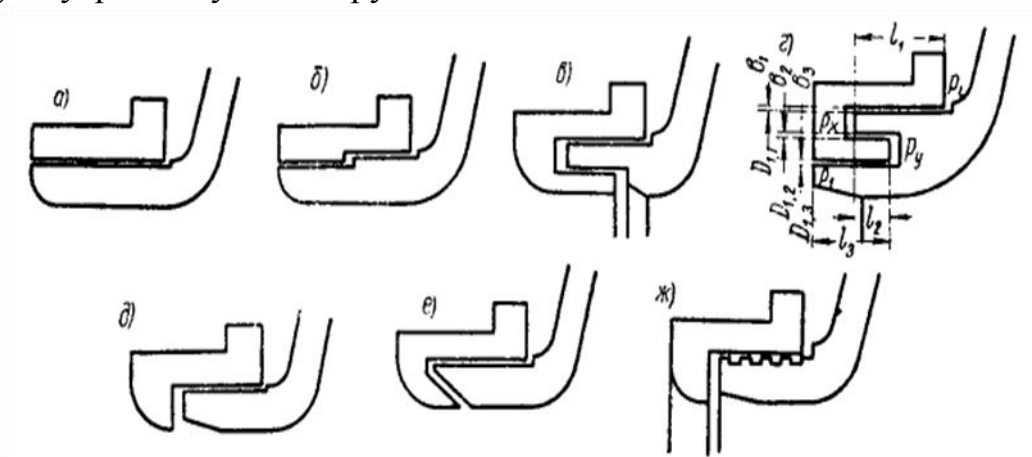


Рис.3 Схемы конструкций уплотнений

В насосах объемные потери существенно влияют на полный КПД поэтому предоставляется целесообразным снижение величины этих потерь применением конструктивно более сложных лабиринтных уплотнений.

Винтовая канавка на движущейся поверхности колеса (Рис.3ж) вызывающая движение жидкости, противоположенное направлению утечек. Такой тип уплотнения, особенно целесообразен для вязких жидкостей, недостатком является более быстрый износ. Данное уплотнение позволит существенно уменьшить коэффициент расхода.

Конструкционные материалы на основе синтетических полимеров, уровень их свойств и масштабы производства стали одним из факторов, определяющих мировой технический прогресс. Во всех областях индустрии проявляется тенденция к замене изделий из металла на детали, конструкции и покрытия из полимеров. Это обусловлено, прежде всего, прогрессом в химии и технологии полимеров, приведшему к созданию синте-

тических материалов, не уступающих в прочности металлическим, но обладающих значительно меньшей плотностью и более высокой коррозионной стойкостью, высокими тепло- и электроизоляционными характеристиками, простотой переработки в изделия.

При реализации данной конструкции и технологии изготовления колеса, сокращаются расходы на эксплуатацию, также, так как экономия энергозатрат насосного оборудования обусловлена фактическим значением КПД при эксплуатации, то можно сделать выводы, что при увеличении КПД насоса за счет снижения массы колеса и как следствие уменьшения щелевого зазора, возникает экономия энергозатрат, которая рассчитывается как разница между энергозатратами (за весь ресурс работы ротора) существующего насосного агрегата с модернизированным насосом. В ближайшее время Тюменским РМЗ планируется изготовление опытного образца для проведения испытаний на стенде для точного расчета эффективности и экономического эффекта.

Список литературы

1. Андреева, И. Н. Сверхвысокомолекулярный полиэтилен высокой плотности / И. Н. Андреева, Е. В. Веселовская, Е. Н. Наливайко. - Ленинград : Химия: Ленингр. отд-ние. 1982. - 80 с.
2. Антикоррозийные покрытия на основе наполненных порошковых полиолефинов / А. В. Меркутова [и др.] // Пластические массы. - 2005. - № 11. - С. 32-33.
3. Миннихметов, А. А. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». «Мероприятия для повышения энергетической эффективности технологических процессов ЛПДС» / А. А. Миннихметов, Р. А. Хафизов // Уфимский государственный нефтяной технический университет. – 2016. - № 4. - 20 с.
4. Распопов, Л. Н. Сверхвысокомолекулярный полиэтилен. Синтез и свойства. / Л. Н. Распопов, Г. П. Белов // Пластические массы. - 2008. - № 5. - С. 13-19.
5. Ушаков, В. Я. Потенциал энергосбережения и его реализация на предприятиях ТЭК : учебное пособие / В. Я. Ушаков, Н. Н. Харлов, П. С. Чубик. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 283 с.
6. Пат. 2229628 Российская Федерация, МПК F04D 29/22. Сварное рабочее колесо двустороннего всасывания центробежного насоса / Киселев В. В., Кашковал Г. А., Денисов В. И.; патентообладатель Закрытое акционерное общество «Уралэлектро-К». - № 2002132032/06; заявл. 28.11.2002; опубл. 27.05.2004, Бюл. № 15.
7. Пат. 2244169 Российская Федерация, МПК F04D 29/22. Сварное рабочее колесо центробежного насоса / Денисов В. И., Киселев В. В.,

Кашковал Г. А.; патентообладатель Закрытое акционерное общество «Уралэлектро-К». - № 2002132033/06; заявл. 28.11.2002; опубл. 10.01.2005, Бюл. № 1.

8. Пат. 2494848 Российская Федерация, МПК В23Р 15/02. Способ изготовления рабочего колеса центробежного насоса / Агринский А. Н., Воронов Т. Д., Герасимов В. С., Казанцев Р. П., Щуцкий С. Ю.; патентообладатель Открытое акционерное общество «Центральное конструкторское бюро машиностроения». - № 2011154278/02; заявл. 28.12.2011; опубл. 10.10.2013, Бюл. № 28.

УДК 665.62.66.011

Глебова О.В., Баталов Е.В.

ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ КОНДЕНСАТА, СВЯЗАННЫЕ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ НЕЖЕЛАТЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ НА ЗПКТ ООО «ГАЗПРОМ ПЕРЕРАБОТКА»

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В данной статье проанализированы проблемы переработки конденсата, связанные с высоким содержанием нежелательных компонентов на ЗПКТ ООО «Газпром Переработка». Особое внимание уделено проблемам парафинообразования и методам борьбы с ними.

Abstract: This article analyzes the problems of condensate processing associated with a high content of undesirable components at the PFC of Gazprom Pererabotka LLC. Particular attention is paid to the problems of paraffin formation and methods of dealing with them.

Ключевые слова: Парафин, нежелательные компоненты, отложения

Keywords: Paraffin, undesirable components, deposits

Объектом исследования является состав сырья переработки на ЗПКТ. Проблемой исследования является выпадение парафиновых отложений и влияние состава сырья на процесс парафиноотложения.

Цель данной работы обзор возможных нежелательных компонентов в перерабатываемом сырье ЗПКТ и методик их обнаружения. Ограничение областей применения методик определения нежелательных компонентов в сырье ЗПКТ.

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), формирующиеся на стенках нефтепромыслового и нефтезаводского оборудования, в зависимости от состава, представляют собой темно-коричневую или черную твердую, или густую мазеобразную массу с высокой вязкостью. АСПО содержат парафины, асфальтены, смолы, а также минеральные вещества в виде растворов со-

лей органических кислот, комплексных соединений или коллоидно-дисперсных минеральных веществ. В состав АСПО может входить вода, в которой растворены соли, чаще всего хлориды и гидрокарбонаты натрия, кальция, магния, а также сульфаты и карбонаты. Кроме того, отложения содержат механические примеси из привнесенного материала в виде глинистых частиц, кварцевых зерен песчаника, железной окалины и т.д.

Отложения органического характера состоят преимущественно из высокодисперсных суспензий кристаллов парафина, асфальтенов и минеральных примесей в маслах и смолах. Эти суспензии в объеме имеют свойства твердых аморфных тел, практически не растворяющихся повторно и не диспергирующихся в сырой нефти в условиях ее добычи и транспортировки.

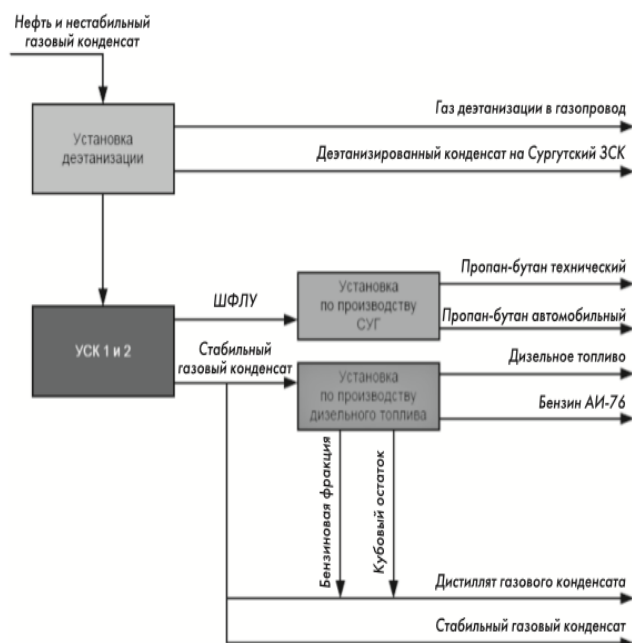


Рис. 1. Блок-схема ЗПКТ

Входящие в состав АСПО высокомолекулярные углеводороды парафинового ряда, не токсичны для живых организмов, но вследствие высоких температур застывания в условиях земной поверхности они переходят в твердое состояние, лишая конденсат подвижности. Смолы и асфальтены определяют физические свойства и химическую характеристику АСПО. В состав смол и асфальтенов входят канцерогенные полициклические ароматические структуры, содержащие серу, кислород, азот, микроэлементы.

С месторождений нестабильный газовый конденсат поступает для деэтаннизации на Новоуренгойский ЗПКТ, после чего около 70% деэтаннизированного газового конденсата транспортируют на Сургутский ЗСК, а газ деэтаннизации — отгружают в магистральный газопровод. Остальные 30% деэтаннизированного газового конденсата стабилизируют и получают ШФЛУ и стабильный газовый конденсат, часть которого перерабатывают

на установке производства дизельного топлива. На установках производят дизельное топливо широкого фракционного состава, бензиновую фракцию, автомобильный бензин и кубовый остаток. Перерабатывая ШФЛУ, получают пропанов и пропан-бутановую фракции. Смесь бензиновой фракции и кубового остатка используется вместе со стабильным конденсатом как аналог стабильного конденсата.

Одной из проблем в отрасли переработки конденсата — это выпадение парафиновых отложений на внутренних поверхностях стенок труб и аппаратов. К нежелательным компонентам можно отнести содержание таких компонентов как: парафины ($C_{13}-C_{35}$), смолы, асфальтены, минеральные вещества и т.п. Все существующие на сегодняшний день методы борьбы с АСПО (механические, химические, тепловые, физические) являются периодическими, позволяющие лишь в той или иной мере увеличить межремонтный период технологического оборудования месторождения. Таким образом, борьба с парафиноотложением требует новых технологических и технических решений. Для успешной борьбы с отложениями парафина необходимо определить основные термодинамические параметры газожидкостного потока.

Отложение парафинов. Факторы, влияющие на их отложение

Необходимыми условиями образования отложений являются:

— снижение температуры потока нефтепродукта до таких значений, при которых возможно выделение из нефтепродукта твердых парафинов. Охлаждения возникают прежде всего на внутренней стенке трубы и аппаратов;

— прочное сцепление парафиновых отложений с поверхностью трубопровода и стенок аппарата;

— наличие элементов сопротивления потока (резкое или постепенное расширение (сужение) трубопровода, повороты, входы и выходы из трубы и т.п.).



Рис. 2. Отложения парафинов

Также имеет значение:

Перепад температур: с увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефтепродукта количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает.

Давление и газовый фактор: зависит от газонасыщения потока, т.е. чем больше газа, тем выше давление насыщения, и как следствие, повышение температуры выделения парафинов. Если давление ниже давления насыщения, то при снижении давления наблюдается рост температуры начала кристаллизации, что объясняется увеличением объема выделяющегося газа, который существенно влияет на растворимость парафина в нефтепродукте и понижение температуры нефтегазового потока.

Скорость течения: с увеличением скорости потока нефтепродукта интенсивность накопления отложений сначала растет, вследствие увеличения массопереноса, достигает максимума и при определенной скорости начинает убывать, т.к. с ростом скорости нефтепродукт лучше удерживает кристаллы парафина во взвешенном состоянии и возрастает возможность смыва отложившегося парафина из-за превосходства сил касательных напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью трубы. Так же максимальную интенсивность отложений следует связывать со скоростью потока, характерной для данного типа нефтепродукта.

Свойства поверхности: от характеристик поверхности зависит прочность сцепления парафиновых отложений с поверхностью. При прочих равных условиях интенсивность парафинизации поверхности различных материалов зависит от степени их полярности. Слабой сцепляемостью с парафинами обладают материалы с высокой полярностью (гидрофильностью). Марка 09Г2С – сталь конструкционная, низколегированная, углеродистая. Механические свойства стали 09Г2С позволяют использовать ее для различных строительных конструкций, так как она обладает повышенной прочностью даже в деталях не очень большой толщины. Диапазон ее температурного использования значителен: $-70 - +450^{\circ}\text{C}$, т.к. она обладает устойчивостью присущих ей качеств. На начальной стадии парафинизации проявляется влияние качества обработки стальных поверхностей, однако после образования слоя парафина небольшой толщины, скорость накопления отложений парафина уже не зависит от чистоты обработки поверхности. С увеличением степени полярности материала и чистоты обработки поверхности сцепление ослабевает и смыв парафиновых отложений будут происходить при меньших скоростях потока нефти.

Смолисто-асфальтеновые вещества (САВ): образование плотных, трудноудаляемых с металлической поверхности парафиновых отложений происходит только при наличии в конденсате САВ. В их присутствии поверхность отложений имеет развитую шероховатость, при отсутствии – поверхность становится идеально гладкой, а отложения представляют собой слой с рыхлой структурой. Асфальтены способны выпадать из раствора и самостоятельно участвовать в формировании плотных осадков. В при-

сутствии смол этот процесс усиливается. То есть парафин – основной материал отложений, а смолы обладают цементирующими свойствами.

Плотность, вязкость конденсата: легкие, маловязкие нефтепродукты способствуют более быстрому накоплению отложений парафина по сравнению с конденсатом большей плотности и вязкости. Это объясняется тем, что, хотя растворяющая способность конденсата, содержащая больше легких фракций при одинаковых температурных условиях, выше, чем у тяжелых нефтепродуктов, она влияет в основном на температуру массовой кристаллизации парафина, понижая ее.

Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по двум направлениям. *Во-первых, по предупреждению (замедлению) образования отложений.* К таким мероприятиям относятся: применение гладких (защитных) покрытий; химические методы (смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы); физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей). *Второе направление – удаление АСПО.* Это тепловые методы (промывка горячим нефтепродуктом или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции); механические методы (скребки, скребки-центраторы); химические (растворители и удалители). Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием трубопроводов является химический метод, так как он имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер. Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефтепродукт - поверхность металла трубы, нефтепродукт-дисперсная фаза.

Ачимовские отложения залегают на глубинах около 4000 м и имеют гораздо более сложное геологическое строение по сравнению с сеноманскими (находятся на глубине 1100–1700 м) и валанжинскими (1700–3200 м) залежами, залегают при аномально высоком пластовом давлении (более 600 атмосфер), осложнены тектоническими и литологическими экранами, характеризуются многофазным состоянием залежей (рис.3).

Особенностью продукции ачимовских залежей является содержание в составе добываемого газового конденсата до 0,043 % масс, асфальтенов и от 4 до 6 % масс, тугоплавких парафинов (C₁₆ - C₃₃). Основной негативный фактор добычи таких конденсатов - процессы парафиноотложения. Характер отложения парафинов определяется множеством причин, а последствием парафиноотложения может стать появление в трубопроводе или оборудовании слоя парафина: как незначительного, практически незаметного при эксплуатации в течение длительного времени так и существенного, обуславливающего значительное перекрытие сечения на длинных

участках трубопровода или в проточной части аппарата. На установках низкотемпературной сепарации (НТО) эти нарушения выражаются в повышении температуры сепарации, увеличении перепада давления в теплообменниках, снижении коэффициента теплопередачи в теплообменном оборудовании и выходе целевых компонентов в жидкую фазу, ухудшении качества товарного газа и гидравлической характеристики работы магистральных газопровода и конденсатопровода.

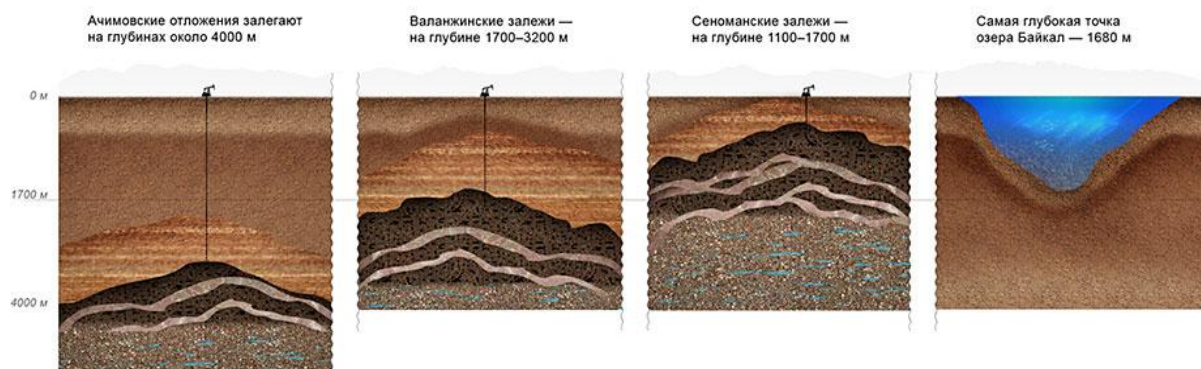


Рис.3. Залежи геологических пород

Ингибиторы парафинообразования

При работе в условиях образования парафина и присутствия газовой фазы характерно образование стойких эмульсий типа «конденсат в воде», «вода в конденсате» и других смешанных форм. Частицы парафина служат для таких эмульсий стабилизатором, что препятствует разделению углеводородного конденсата и воды. Анализ имеющихся данных эксплуатации ачимовских залежей позволяет определить в смеси концентрацию тяжелых фракций, ниже которой не происходит образования твердой фазы в системе, и сделать вывод о том, что при концентрации фракций, выкипающих при температурах 253 °С и выше, в жидкой фазе на уровне до 1,0 % масс., не происходит отложения парафинов на поверхности теплообменного оборудования. [3]

Ингибиторы парафинообразования - физические растворители, снижающие температуру начала образования парафина. В зависимости от условий расход растворителя может составлять значительную долю разбавляемого потока (до 30 %). Поэтому физический растворитель применяется в случае доступности его дешевого источника. Ингибиторы парафиноотложения разрабатываются и производятся различными компаниями. Для конкретных условий применения индивидуально подбирается существующий ингибитор или синтезируется новый. Подбор оптимального ингибитора требует проведения специализированных исследований в аттестованных лабораториях с образцами углеводородной жидкости. Товарные формы ингибиторов парафиноотложения реализуются под различными марками так называемых депрессорных присадок. В

настоящее время для описания действия депрессорных присадок чаще используется механизм сокристаллизации, согласно которого молекулы депрессора и парафина вступают в сокристаллизацию. При этом молекула депрессора своей неполярной частью встраивается в кристалл парафина, а полярная часть, находящаяся снаружи, в среде, мешает новым молекулам парафина осесть на кристалле. Кристаллы приобретают минимальные размеры и перестают расти.

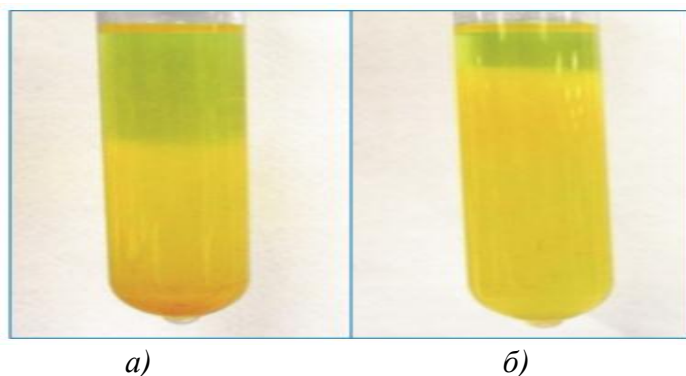


Рис. 4. Ачимовский газовый конденсат: а-без добавления ингибитора парафиноотложения; б-с ингибитором парафиноотложения

Таким образом, методы, описанные в исследовательской работе, широко применяются в практике, и имеют положительную динамику. Наиболее эффективным и экономически выгодным является предупреждение отложения смолопарафиновых веществ, так как при этом достигается наиболее устойчивая и безаварийная работа нефтепромыслового оборудования, снижаются затраты на добычу и перекачку нефтепродукта. Добавление ингибиторов в парафинистые конденсаты не влияет на термодинамику выпадения парафинов в твердую фазу, но ингибиторы значительно изменяют пространственную структуру выпавших парафинов. Это происходит путем уменьшения размеров кристаллических образований и делают решетку менее связанной, поэтому ее прочность снижается, как следствие, происходит уменьшение предела прочности парафиновой структуры при ее охлаждении в покое. Но так как экономически применение ингибиторов на практике является более затратным, данный метод применяется только в запущенной стадии, когда добиться положительного результата вышеописанными способами затруднительно. Такой результат может оказаться достаточным в том случае, когда речь идет о защите от парафиноотложения технологического оборудования и трубопроводов, где газовый конденсат с парафинами находится в движении.

Список литературы

1. История отечественнойгазопереработки в воспоминаниях, очерках, документах / Е. М. Брещенко [и др.] ; под ред. Г. Н. Ясенева, ред.-сост. О. В. Буксина. - Ханты-Мансийск, 2017. - С. 277-278.

2. Голубева, И. А. Сургутский завод стабилизации конденсата (ООО «ГАЗПРОМ ПЕРЕРАБОТКА») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. - 2017. - № 4. - С. 37-42.

3. Малышева, Е. О. Предупреждение образования гидратов природных газов и борьба с ними / Е. О. Малышева, Е. В. Огудова // Проблемы функционирования систем транспорта : материалы международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных, 22–23 декабря 2017 г. В 2 т. - Т. 1 / отв. ред. А. В. Медведев. – Тюмень, 2018. – С. 60-64.

4. О компании ООО «Газпром переработка» [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://pererabotka.gazprom.ru/>.

5. Седых, А. Д. История развития газовой промышленности / А. Д. Седых. - Москва : ООО «ИРЦ Газпром», 2016. - С. 194-195.

6. Подготовка к большому конденсату : соб. инф. // Газ Уренгоя. - 2016. - № 7. - 22 фев. - С. 8.

7. Разработка энергоресурсосберегающих технологий при эксплуатации ПХГ газотранспортной системы [Электронный ресурс] / А. Н. Шиповалов, М. Ю. Земенкова, В. А. Шпилевой // Современные проблемы науки и образования. - 2015. - № 2. - Режим доступа : <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=21717>.

УДК 665.62.66.011

Глух М.А., Пуляков А.А., Дубровин Д.Д., Земенкова М.Ю.

СОВРЕМЕННЫЕ МОБИЛЬНЫЕ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»,
Филиал Псковское ЛПУ МГ, г.Псков
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В данной работе рассматривается производственный опыт эксплуатации трубопроводной арматуры и мобильных ГРС при подключении и отключении ГРС от действующих газопроводов.

Abstract: This paper discusses the production experience of operating valves and mobile GDS when connecting and disconnecting the GDS from existing gas pipelines.

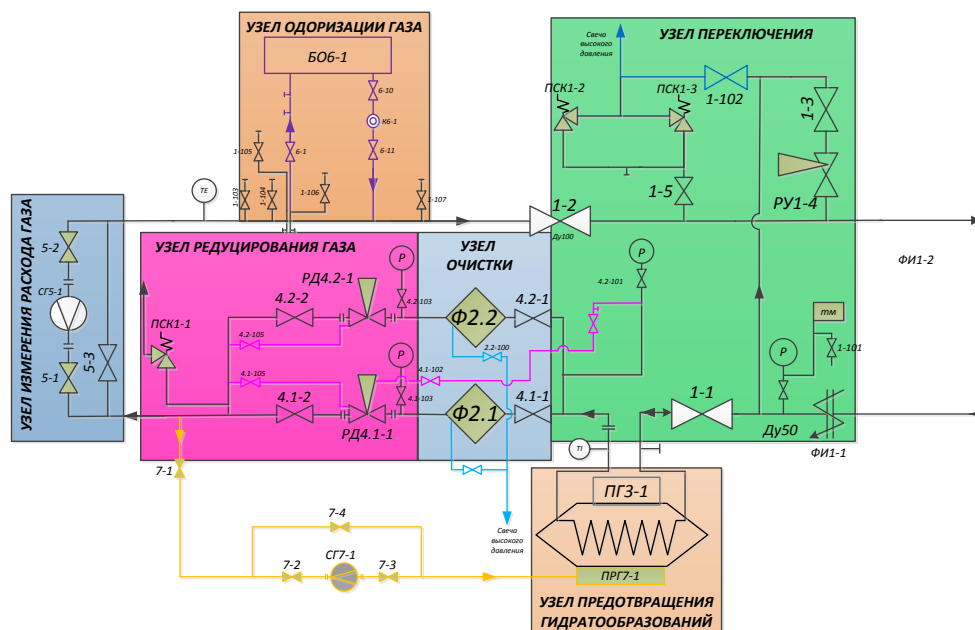
Ключевые слова: газопровод, ремонт, надежность, инновации

Keywords: gas pipeline, repair, reliability, innovations

Газораспределительные станции (ГРС) предназначены для подачи газа потребителю в необходимых количествах, с определенным давлением, степенью очистки и одоризации.

Для выполнения этих задач направлена совокупность технологического оборудования, разделенная на узлы в зависимости от своего функционального назначения (рис. 1):

- узел переключения;
- узел очистки;
- узел предотвращения гидратообразования;
- узел редуцирования;
- узел измерения расхода газа.



лительных станций (МГРС). После установки мобильной газораспределительной станции необходимо выполнить ряд мероприятий по её подключению к действующим коммуникациям:

- ✓ организовать временное газоснабжение потребителя (например при помощи передвижных автогазозаправщиков),
- ✓ осуществляется отключение участка газопровода высокого давления,
- ✓ стравливание из него газа,
- ✓ врезка тройника, через который производится подключение входного (подающего) газопровода к МГРС.
- ✓ врезка тройника, через который производится подключение к выходного газопровода от МГРС.

Далее проводятся пуско-наладочные работы и газоснабжение потребителя осуществляется через МГРС в обход основной станции.

По завершению проведения капитального ремонта, для отключения МГРС необходимо проведение аналогичного комплекса работ:

- 1) организация газоснабжения потребителя с помощью передвижных автогазозаправщиков (ПАГЗ),
- 2) стравливание газа из коммуникаций и оборудования,
- 3) демонтаж использовавшихся тройников и установка на их место катушек,
- 4) настройка оборудования и запуск в работу основной ГРС.

Для упрощения ввода в работу газораспределительной станции после проведения ремонта предлагается выполнить на начальном этапе монтаж дополнительной запорной арматуры.

Запорная арматура с соответствующими параметрами устанавливается в следующих местах (см.рис.2):

- ✓ на подводящем трубопроводе высокого давления к МГРС между врезанным тройником и мобильной станцией;
- ✓ на трубопроводе высокого давления за тройником по ходу газа, на выводимой в ремонт ГРС;
- ✓ на трубопроводе низкого давления перед тройником по ходу газа на выходном газопроводе ГРС;
- ✓ на выходном трубопроводе МГРС между мобильной станцией и установленным тройником.

В случае реализации предлагаемых мероприятий, по завершению проведения капитального ремонта основной ГРС необходимо будет выполнить только следующие мероприятия:

- 1) открыть выходной и входной краны вводимой в работу ГРС и настроить оборудование согласно режимной карты,
- 2) отключить МГРС с помощью заранее установленных запорных устройств.

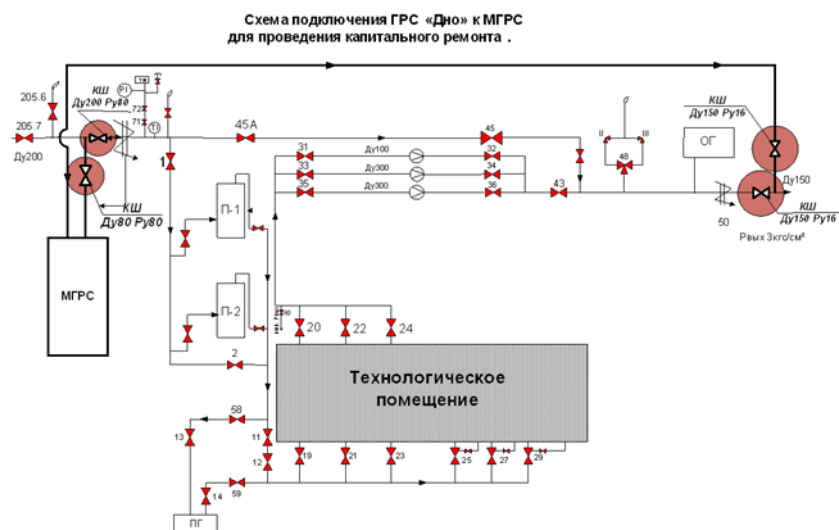


Рис.2. Схема подключения МГРС

Предлагаемая схема подключения к мобильной газораспределительной станции имеет ряд преимуществ:

- отсутствует необходимость в повторном проведении комплекса огневых работ по отключению МГРС от действующих коммуникаций;
- на этапе отключения МГРС не привлекаются передвижные автогазозаправщики;
- энергосбережение – отключение производится без разгерметизации действующих газопроводов и стравливания газа для проведения огневых работ.

В процессе дальнейшей эксплуатации, при необходимости отключения (остановки) ГРС, подключение МГРС осуществляется через существующие тройники с установленными кранами.

Заранее предусмотренные тройники с запорной арматурой на входном и выходном трубопроводах вновь вводимых в эксплуатацию ГРС значительно сокращали бы материальные затраты на подключение МГРС на время проведения ремонтов, исключая необходимость проведения комплекса дорогостоящих мероприятий.

Список литературы

1. Данилов А. А. Газораспределительные станции / А. А. Данилов, А. И. Петров. – Санкт-Петербург : Недра, 1997. - 240 с.
 2. Стандарт организации. Газораспределительные станции. Правила эксплуатации. СТО Газпром 2-2.3-1122-2017.
 3. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Объекты и режимы работы : учебное пособие / под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. –Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 282 с.
- УДК 622.692

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УКРЕПЛЕНИЕ БЕРЕГОВ ПРИ ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ БЕТОННОГО ПОЛОТНА

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В данной работе рассматривается способ укрепления берегов при подводном переходе трубопроводов с помощью бетонного полотна Concrete Canvas, обладающим рядом преимуществ такими, как прочность, экономичность и доступность.

Abstract: In this work the way of strengthening of coast is considered upon underwater transition of pipelines by means of a concrete cloth of Concrete Canvas, by the possessing number of advantages such as durability, profitability and availability.

Ключевые слова: берегоукрепление, подводные переходы, бетонное полотно.

Keywords: bank protection, underwater transitions , concrete cloth.

В нефтегазовой промышленности России огромную роль играет подводный трубопроводный транспорт, который представляет собой уникальный объект с технологической точки зрения. Однако подводный транспорт, помимо ряда плюсов, обладает и минусами, например, размывание береговых линий. Для укрепления берегов применяются различные методы и технологии, которые позволяют исключить вероятность оседания и размывания грунта. Наиболее популярными из них являются несколько укрепляющих систем [1]:

- Системы с гибкой конструкцией: решетчатые конструкции, которые используются в качестве основания для подпорных стенок и обеспечивают надежную защиту проложенным вдоль берегов коммуникациям. Например, георешетки, габионы.

- Системы с использованием растительных компонентов: Чаще всего для возведения подпорных стенок используют древесину лиственницы, имеющую высокую стойкость к размоканию и гниению.

- Системы с жесткой конструкцией: В качестве укрепляющих систем выступают стальные или ПВХ листы, подпорные стенки или укрепления из цементогрунта и забетонированных камней. В некоторых случаях проводится полное бетонирование береговых склонов. Например, шпунты.

- Система с использованием специального бетонного полотна.

Бетонное полотно представляет собой гибкое трехмерно армированное волокном полотно, наполненное сухой бетонной смесью, покрытое с одной стороны водонепроницаемой подкладкой из поливинилхлорида, с другой стороны тканью, пропускающей и впитывающей воду. В сухом виде оно отличается хорошей гибкостью и может быть уложено на поверхность как обычный рулонный материал. После гидратации цементная смесь застывает и твердеет, и формирует прочное, водонепроницаемое, бетонное покрытие заданной формы и толщины. Его проч-

ностные характеристики сопоставимы с характеристиками армированного бетона. На застывание уходит от 1 до 2 часов. На то, чтобы покрытие достигло 80 % своей прочности – около суток[3].

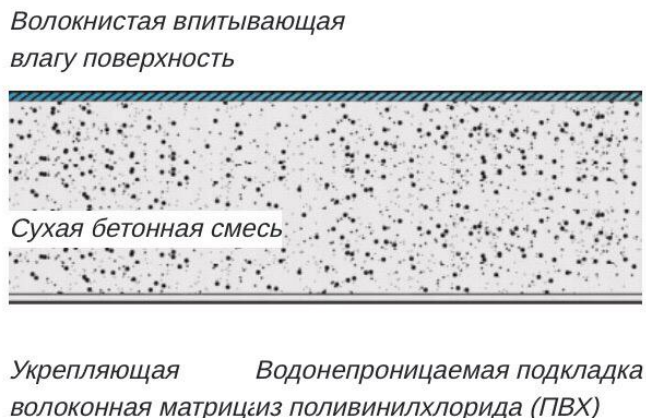


Рис. 1. Состав бетонного полотна Concrete Canvas

Поскольку течение реки создает дополнительную нагрузку на берег, чаще всего для укрепления используются сваи, бетонные блоки, габионные конструкции или комбинированные способы[2]. Некоторые из этих решений действительно позволяют создать надежную защиту, но сопровождаются значительными финансовыми и временными затратами. Кроме того, такие конструкции нуждаются в регулярном осмотре и, возможно, ремонте.

Бетонное полотно обладает рядом преимуществ по сравнению с другими способами берегоукрепления [3]:

Высокая прочность

Как уже отмечалось, полотно, которое по сути является слоем бетона, устойчиво к воздействию влаги и агрессивной среды. Оно не подвергается коррозии (как, например, сваи или стальная основа габионов), гниению, разрушению под влиянием высоких или низких температур, под воздействием солнечного света. Благодаря армированию текстильными волокнами оно не растрескивается, отлично поглощает энергию воздействия

Нулевая подвижность

Отдельные отрезки бетонного холста прочно скрепляются между собой анкерами или болтами. В результате получается практически монолитное покрытие с нулевой подвижностью. Отдельные элементы конструкции не «ходят» относительно друг друга.

Полная водонепроницаемость

Внутренний ПВХ-слой препятствует проникновению влаги и тем самым предотвращает вымывание из-под полотна грунта

Предельно долгий срок службы

Полотно СС имеет срок службы более 50 лет и отличается стабильным режимом разрушения. Поэтому оно нередко используется для укрепления менее долговечных габионов и геоматов.

Таким образом, бетонное полотно марки Concrete Canvas обладает рядом преимуществ при берегоукреплении подводных переходов при трубопроводном транспорте.

Список литературы

1. Земенков, Ю. Д. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов / Ю. Д. Земенков, С. Ю. Подорожников. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014 - 259 с.
2. Даревский, В. Э. Проектирование сооружений, обеспечивающих устойчивость грунтовых массивов (набережные, берегоукрепления, подпорные стены, защита от оползней и пр.) / В. Э. Даревский, А. М. Романов. – Москва : Мастер, 2011. - 596 с.
3. Бетонное полотно Concrete Canvas [Электронный ресурс] // Официальный сайт производителя Concrete Canvas Ltd. – Режим доступа : <https://ucsr.su/primenenie/ukreplenie-beregov/>
4. Земенкова, М. Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов : монография / М. Ю. Земенова. -Тюмень: ТИУ, 2018. – 397 с.

УДК 656.13/73.31.41

Говдин А.А., Чекардовский С.М.

ВИБРОМОНИТОРИНГ НА ОСНОВЕ ЧАСТОТНОЙ МОДЕЛИ ДВИГАТЕЛЯ ДР59Л ГПА-10 «ВОЛНА»

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: в работе определены основные направления и задачи развития системы вибромониторинга газотурбинных установок типа ДР59Л, эксплуатируемых Далматовским линейно-производственным управлением магистральных газопроводов. По результатам опытной эксплуатации эксплуатации сделан вывод о высокой эффективности системы вибромониторинга газотурбинных установок и необходимости её внедрения на ГПА-10 «Волна»

Abstract: we determined the main directions and tasks of development of vibration monitoring system of gas turbine unit of the type operated DR59L, Dalmatovskiy linear-production administration of main gas pipelines. According to the results of pilot operation, it is concluded that the high efficiency of the vibration monitoring system of gas turbine units and the need for its implementation on the GPA-10 "Volna"

Ключевые слова: вибромониторинг, газотурбинная установка, компрессорный цех, дефекты, диагностика

Keywords: vibration monitoring, gas turbine unit, compressor shop, defects, diagnostics

Применение газотурбинных установок типа ДР59Л воплотилось на ГПА-10 «Волна» в качестве 10-мегаваттного привода центробежного

нагнетателя компрессорного цеха №2 КС «Далматовская». Таким образом, с 1980 г. и по настоящее время на КС «Далматовская» ведется промышленная эксплуатация данного типа ГТУ в составе ГПА-10.

Эксплуатация данного типа ГТУ предусматривает наличие защит по параметрам и их отклонениям от заданных величин во время всего цикла работы для исключения воздействия вредных факторов при эксплуатации на персонал компрессорного цеха, что определено существующими нормами и законодательной базой РФ в области охраны труда и промышленной безопасности на производстве.

Одним из наиболее важных факторов обеспечения безопасности на производстве является наличие определенных защит, указанных в технических условиях и техническом задании на агрегат ГПА-10. Одним из этих факторов, несомненно, является виброактивность ГТУ.

Проблема эксплуатации ГПА-10 на КС «Далматовская» заключается в отсутствии вибромониторинга ГТУ, что приводит к недостаточной информативности для оценки в режиме реального времени технического состояния установки и его систем.

Направление на развитие систем, обеспечивающих вибрационный пороговый контроль технического состояния установок, сегодня является одним из приоритетных, практически для всех газотранспортных организаций [1]. Вместе с тем, такого контроля недостаточно для полноценной оценки технического состояния газотурбинных установок и необходимо развивать вибромониторинг. В случае КС «Далматовская» невозможно отследить вибрацию ГТУ.

Сегодня российскими и зарубежными разработчиками предлагается большое количество различных систем, предназначенных для оценки технического состояния вращающихся механизмов с использованием вибрационных сигналов. Архитектуры этих систем в основном достаточно похожи и включают конфигураторы, калибровщики, сборщики базы данных, анализаторы вибрационного сигнала и т.д. Некоторые системы дополнены стандартными алгоритмами оценки состояния и поиска дефектов, либо средствами, позволяющими пользователям самостоятельно строить алгоритмы диагностики.

Сегодняшняя ситуация может быть охарактеризована следующим образом:

- взаимодействие предприятий-изготовителей, ремонтных и эксплуатирующих предприятий, как правило, отсутствует, либо незначительно;
- заводы-производители и ремонтные предприятия практически не занимаются вопросами создания систем эксплуатации по техническому состоянию для ГПА, выпущенных более 30 лет назад и находящихся в эксплуатации, задача решается силами региональных центров;
- вложение средств в создание систем вибромониторинга ведется только для вновь создаваемых газотурбинных установок.

Все дефекты, проявляющиеся на установках можно разделить на две основных группы:

- связанные с изготовлением деталей и сборкой узлов двигателя;
- связанные с накоплением повреждений в процессе эксплуатации двигателя (ресурсные).

К дефектам, связанным с первой группой, в первую очередь относятся:

- дисбалансы роторов, вызванные неправильной балансировкой;
- выход размеров из допусков, что приводит к изменению жесткости роторов;
- смещения опор и перекося роторов;
- касание лопаточного аппарата ротора о статорные части;
- дефекты подшипников, появившиеся в процессе ремонта;
- не достаточная затяжка болтовых стыков по роторам;
- резонансы, соответствующие критическим частотам роторов.

К дефектам, связанным с эксплуатацией, относятся:

- разбалансировка роторов;
- изменение зазоров и натягов;
- ослабление креплений;
- разрушение подшипников;
- дефекты шестерен и опорных узлов приводов и агрегатов;
- обрыв лопаток;
- появление нагара на лопатках;
- появление трещин на лопатках компрессоров и турбин;
- появление трещин на валах;
- разрушение фундамента.

После ремонтно-восстановительных работ газотурбинная установка фактически приобретает статус новой, со всеми вытекающими отсюда критериями оценки технического состояния. Так дефекты, которые могут быть зафиксированы после восстановления – это дефекты, связанные только с качеством изготовленных и замененных деталей, а также качеством сборочных работ. Т.е. отсутствуют эксплуатационные дефекты, спектр которых достаточно велик (от разбалансировки в процессе эксплуатации роторов до износа, появления трещин и разрушения отдельных деталей).

На этапе работы установок проводятся измерения основных параметров, отражающих техническое состояние, их оценка и соответствие заданным значениям. На следующем этапе ставится упор на внедрение современной системы вибромониторинга. Внедрение обеспечит не только нужды предприятия, но и создастся задел для использования полученных результатов и соответствующих разработок эксплуатирующими организациями.

Отличительной особенностью существующих и разрабатываемых систем параметрической диагностики является использование минимального набора измеряемых параметров и унификация методов для любых типов газотурбинных ГПА [2]. В основе разработок, как правило, лежит известный метод оценки термодинамических параметров – метод малых отклонений, адаптированный к конкретным типам ГПА, и требующий наличия эталонных характеристик для каждого типа двигателя (в нашем случае ДР59Л).

В качестве решения предлагается использовать установленную систему контроля относительных перемещений СВКА-2 с комплектующими каналами аппаратуры.

Контроль параметров вибрации будет осуществляться штатной САУ ГПА-10 «Волна» фирм «Алгостар» и ССС. Каналы контроля вибрации присутствуют, и дополнительная настройка САУ не потребуется, что позволит сократить время и средства на наладку системы.

Возможности этой системы заключаются в накоплении и сборе результатов за время эксплуатации ГТУ. Это позволит разработать и реализовать новую стратегию проведения вибромониторинга приводов ГПА. В основе этой стратегии можно выделить следующие основные положения:

- на ГТУ возможно проведение углубленного анализа его технического состояния, узлов и деталей для выявления дефектных или критических в эксплуатации узлов и деталей;
- выявление “слабых” мест в технологических и производственных процессах цеха предприятия с целью повышения качества ремонта и стабильности производства;
- развитие методов и средств технического контроля диагностики и прогнозирования технического состояния двигателей в условиях КС;

Система вибромониторинга обеспечивает функции сигнализации, защиты и промышленного мониторинга ГПА, а так же обеспечение промышленной безопасности.

Исходя из опытных исследований, а также на основе имеющегося опыта эксплуатации установок ДР59Л, контроль виброактивности ГТУ был определен в четырех кинематических не связанных между собой точках, как уровень корпусной вибрации, выражающейся в среднеквадратичном значении (СКЗ) виброскорости (мм/с) [3]. Первая точка – выносная коробка приводов, вторая точка – опорный венец компрессора низкого давления, третья точка – переходник (корпус между КНД и КВД), и четвертая точка – опорный венец турбины низкого давления.

Данные точки измерения параметров вибрации выбраны благодаря многолетнему опыту эксплуатации двигателей ДР59Л, в составе ГПА-10. За более, чем 40 лет опыта эксплуатации выявлены разного рода повреждения и дефекты подшипниковых опор роторов ГТУ, лопаточного аппарата, жарового узла, что в свою очередь определило контроль виброактивности и техни-

ческого состояния применительно ко всем узлам и системам двигателя, включая все навесные агрегаты, трубную обвязку и крепежные элементы (кронштейны, болтовые соединения, шайбы-замки, хомуты и пр.).

Рассматривая каждую из перечисленных точек размещения пьезоэлектрических вибродатчиков, следует также отметить, что направление продольных осей датчиков выбрано в поперечном (тангенциальном) направлении, размещение датчиков – в верхних точках корпусов, на кронштейнах. Кронштейн сконструирован с учётом недопустимости резонансных явлений, которые могут привести к искажению сигнала датчика. Для данного двигателя такой кронштейн можно изготовить по заказу на предприятии Газтурбосервис.

В процессе работы оценка состояния двигателя идет по общему уровню вибраций, регистрируемых каждым из 4 датчиков, установленных в верхней части корпуса двигателя, а также по значениям гармонических составляющих вибрационных спектров, выбранными для проведения оценок.

В процессе испытаний работают две группы алгоритмов: алгоритмы порогового контроля; алгоритмы диагностики.

Алгоритмы первой группы предназначены только для установления признака, что дефект существует и привязки его к конкретному ротору.

Алгоритмы второй группы уточняют место дефекта. Как уже известно, в основе алгоритмов порогового контроля лежат “уставки” - предельные значения параметров вибрационного сигнала и его составляющих, входящих в вибрационные спектры и являющихся опорными для проведения дальнейшей диагностики [4]. Введены три уровня значений общего уровня вибраций: норма; предупреждение; авария.

В случае если значения общего уровня вибраций или соответствующей гармонике выходят за их границы, то ситуация фиксируется и выдается сообщение о ней. Алгоритмы диагностики начинают работать после проведения испытания и окончания работы программы сборщика по команде оператора. Работают одновременно все алгоритмы данной группы, проверяющие наличие соответствующих механизмов (источников) вибраций и их вклад в вибрационное состояние. Это позволяет не только провести диагностику в случае появления превышения порогов, но и для “нормального” двигателя, все параметры которого находятся в норме [5]. Хотя достоверность диагноза в этом случае значительно меньше, тем не менее, можно получить некоторую информацию о реальном состоянии двигателя – разбалансировке роторов, нарушении соосности, состоянии подшипников и т.д.

Постоянный стационарный мониторинг технического состояния газотурбинных установок на базе установленных систем вибрационной диагностики, как и признано во всем мире, намного эффективнее “ручного” периодического контроля виброактивности. Исследованиями ряда круп-

ных в технологическом отношении предприятий доказано, что расходы на создание системы вибромониторинга, оправданы. Кроме того, помимо экономических аспектов, более эффективно используется оборудование и персонал. Незапланированный, аварийный останов ГПА вследствие неисправностей и разрушений, как явление – опасен для персонала станции, а также приводит к потере больших финансовых средств. Возврат средств, затраченных на внедрение системы, обычно происходит при первом предотвращении аварии. Предотвращение только одного незапланированного останова может окупить вложения.

Ориентировочная стоимость полного комплекта аппаратуры со стоимостью пуско-наладочных работ из расчета на один ГПА составляет 1 200 тыс. руб.

Из выше изложенного следует, что внедрение системы вибромониторинга газотурбинных установок ДР59Л Далматовского ЛПУ МГ повышает надёжность ГПА, эффективность диагностики технического состояния и сопровождается безусловным положительным экономическим эффектом.

Список литературы

1. Организация периодического вибромониторинга ГПА с использованием вибросборщиков СК-1100 и удаленного доступа к данным / Р. Б. Александрович [и др.] // Диагностика оборудования и трубопроводов КС : труды XX тематического семинара. - Москва, 2001. - Ч. 1. - С. 99-106.

2. Антонова, Е. О. Критерии эффективности газотурбинных двигателей на базе системного анализа / Е. О. Антонова, А. Ф. Галимский, С. М. Чекардовский // Третья международная конференция “Энергодиагностика и CONDITION MONITORING” : сб. трудов. Т. 2. - Ч. 2. - Москва, 2001. - С. 22-27.

3. Арабский, А. К. Опыт использования вибродиагностических аппаратно-программных комплексов на Ямбургском газоконденсатном месторождении / А. К. Арабский // НТС “Совершенствование технических средств системы диагностического обслуживания оборудования объектов ОАО “Газпром”. – Москва, 2002. - С. 40 - 48.

4. Новая система периодического вибромониторинга ГПА газотранспортного предприятия / А. П. Арбузов [и др.] // Диагностика – 2002 : XII международная деловая встреча. – Москва, 2002. - С.105-107.

5. Виброакустическая диагностика зарождающихся дефектов / Ф. Я. Балицкий [и др.] ; отв. ред. М. Д. Генкин. - Москва : Наука, 1984. - 119 с.

6. Разработка нового метода повышения КПД магистральных насосов марки НМ / А. М. Туктабаев [и др.] // Нефтегазовый терминал : сб. статей междунар. науч.-техн. конф. / под общ. ред. С. Ю. Подорожникова. – Тюмень, 2015. - С. 190 -194.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ОРЕБРЕНИЯ ТРУБОК АППАРАТА ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: в данной работе рассматривается возможность оптимизации оребренной поверхности на примере трубок аппарата воздушного охлаждения (АВО). Проведены исследования с использованием программного обеспечения Aspen Exchanger Design & Rating, а также расчетных формул.

Abstract: this article discusses the possibility of optimizing the finned surface by the example of tubes of an air-cooler. Studies were conducted using Aspen Exchanger Design & Rating software and formulas for calculation.

Ключевые слова: аппарат воздушного охлаждения, оребрение, теплообмен, потеря давления.

Keywords: air-cooler, finning, heat exchange, pressure loss.

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) – теплообменные аппараты, использующиеся в различных отраслях промышленности. Широкое применение они нашли в особенности для охлаждения газа на выходе с компрессорных станций. Основой для данных агрегатов являются теплообменные секции, состоящие из оребренных трубок, по которым проходит рабочая среда. Параметры оребренных трубок (высота, шаг, толщина ребра) в значительной степени влияют на процесс теплообмена в аппарате. В данной работе рассмотрена возможность оптимизации данных характеристик оребрения, произведены расчеты и представлены графические решения.

Исследования проводились на основе данных, получаемых при моделировании аппарата в программе Aspen Exchanger Design & Rating (Aspen EDR). За основу был принят аппарат 2АВГ-75С для охлаждения природного газа с температурой 45°С потоком воздуха с температурой 10°С со следующими геометрическими параметрами труб и секций: длина труб – 12 м, расположение трубок – шахматное, количество рядов труб – 6, общее количество трубок – 540 шт., внешний диаметр труб – 25 мм, толщина стенки трубы – 2 мм, высота ребра – 15,2 мм, шаг ребра – 2,5 мм, толщина ребра – 0,5 мм.

Для начала проводились изменения шага ребра при постоянном значении остальных параметров. Основные результаты приведены на графиках (рис. 1-2), на которых отображены зависимости потерь давления по стороне воздуха и теплового потока от значения количества ребер на 1 метр трубы (s').

$$s' = 1000/s, \quad (1)$$

где s – шаг ребра.

Как можно заметить из графиков, изменение шага в сторону увеличения дает увеличение теплового потока, но начиная со значения 400 #/м его рост не столь значителен. Потери же давления существенно растут при увеличении количества ребер более 400 #/м, так как изменяется площадь поперечного сечения межреберного пространства, а при значении более 800 #/м расчет вообще не проходит из-за того, что загрязнения перекрывают большую часть данной площади. Также аналогично потерям давления растет и потребляемая мощность вентиляторного блока аппарата, что приводит к удорожанию процесса его эксплуатации.

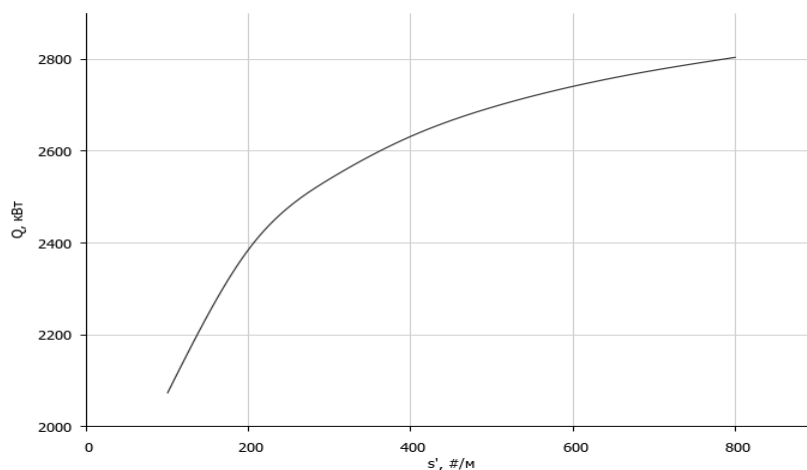


Рис. 1. Изменение теплового потока в зависимости от шага ребра

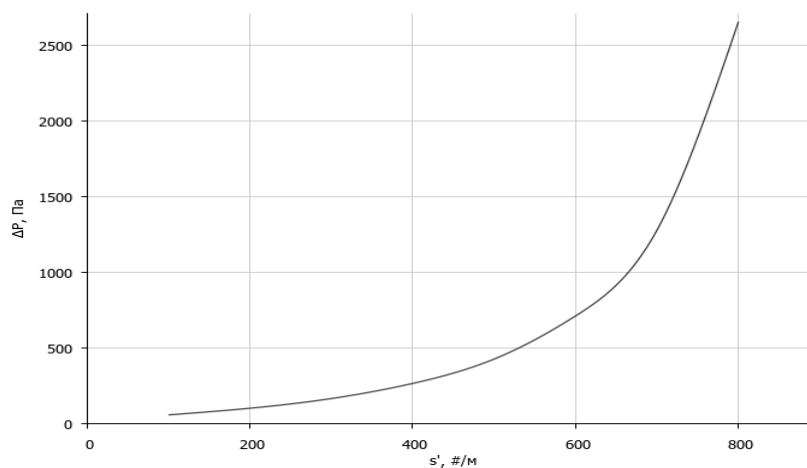


Рис. 2. Изменение потерь давления по стороне воздуха в зависимости от шага ребра

Далее в программе был задан режим, при котором тепловой поток оставался постоянным, но при этом варьировался расход воздуха, подаваемый вентиляторами. Полученные данные по потерям давления по стороне воздуха приведены на графике (рис. 3).

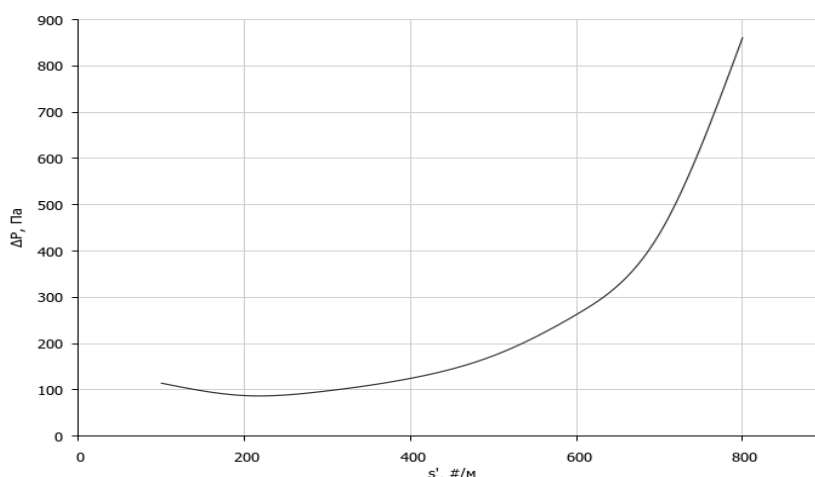


Рис. 3. Изменение потерь давления по стороне воздуха в зависимости от шага ребра (2-й метод расчета)

Получаем, что наименьшие значения потерь соответствуют количеству ребер от 200 до 450 #/м. Именно в этих пределах по шагу ребра лежит его оптимальное значение.

Проверим данные, изменив значение высоты ребра. Расчетные данные приведены в табл. 1.

Таблица 1
Опытные данные по влиянию шага и высоты ребра на параметры АВО

Высота ребра 5 мм						
Частота оребрения	#/м	200	300	400	426	500
Расход воздуха	кг/с	303,37	236,68	201	191,4	179
Потеря давления по воздуху	Па	324	269	271	275	295
Мощность вентилятора	кВт	66,2	42,85	36,687	36,046	35,5
Высота ребра 7,5 мм						
Частота оребрения	#/м	200	300	400	410	500
Расход воздуха	кг/с	273	212,54	181,9	179,5	163,14
Потеря давления по воздуху	Па	193	180	193	195	222
Мощность вентилятора	кВт	35,545	25,754	23,6	23,525	24,345
Высота ребра 9 мм						
Частота оребрения	#/м	200	300	400	426	500
Расход воздуха	кг/с	265,43	206,42	176,58	171,1	158,73
Потеря давления по воздуху	Па	143	134	144	149	166
Мощность вентилятора	кВт	25,484	18,645	17,119	17,107	17,702

Из значений в таблице делаем вывод о том, что необходимое значение находится около 400 #/м, так как именно при данном количестве ребер достигается наименьшее потребление электроэнергии приводами вентиляторов. После уточняющих расчетов была принята величина 426 #/м, что соответствует шагу 2,35 мм.

Далее определяем оптимальную высоту ребра. Из-за несовершенства программного обеспечения найти этот параметр по нему не представляется возможным, поэтому используем методику расчета, приведенную в [1].

Оптимальная высота ребра находится по формуле:

$$h_{onm} = \sqrt{\frac{0,08 \cdot z \cdot \alpha_1}{w \cdot 1000}} \cdot d_0, \quad (2)$$

где z – количество рядов труб в аппарате;
 w – скорость воздуха;
 α_1 – коэффициент теплоотдачи от газа к воздуху;
 d_0 – диаметр основания ребра.

Коэффициент теплоотдачи газа при турбулентном течении внутри труб находится по формуле:

$$\alpha_1 = 0,023 \cdot \frac{\lambda}{d_1} \cdot \text{Re}^{0,8} \cdot \text{Pr}^{0,4}, \quad (3)$$

где d_1 – внутренний диаметр трубы.

После расчета высоты ребра становится возможным определить оптимальную скорость воздуха через аппарат и, как следствие, расход воздуха.

$$w_{onm} = \frac{z \cdot \alpha_1}{3 \cdot 1000 \cdot h_{onm} / d_0} \quad (4)$$

$$V = 2 \cdot \frac{h_{onm}}{d_0} \cdot \frac{w_{onm}}{\pi \cdot z \cdot \varphi} \cdot F \quad (5)$$

где φ – коэффициент оребрения аппарата;
 F – площадь теплообмена.

По результатам вычислений получили, что оптимальное значение высоты ребра составляет 9,13 мм, скорость и расход воздуха при этом равны 7,42 м/с и 167,8 м³/с.

Следует отметить, что толщина ребра в данной работе оставалась неизменной и была равна 0,5 мм.

Выводы:

По результатам исследований теплообмена в пучке оребренных труб аппарата воздушного охлаждения газа на базе программного комплекса Aspen EDR и методики расчета [1] были найдены оптимальные параметры оребрения трубок теплообменных секций для выбранного режима работы, а именно шаг (2,35 мм) и высота (9,13 мм). Также на основе этих данных были получены значения оптимальной скорости и расхода воздуха через аппарат (7,42 м/с и 167,8 м³/с). Данные выкладки возможно использовать как уже на действующем производстве для оптимизации работы оборудования, так и на этапе подбора аппаратов.

Список литературы

1. Кунтыш, В. Б. Тепловой и аэродинамический расчеты оребренных теплообменников воздушного охлаждения / В. Б. Кунтыш, Н. М. Кузнецов. – Санкт-Петербург : Энергоатомиздат. Санкт-Петербург. отд-ние, 1992. – 280 с.

2. Основы расчета и проектирования теплообменников воздушного охлаждения : справочник / А. Н. Бессонный [и др.] ; ред. В. Б. Кунтыш, А. Н. Бессонный. – Санкт-Петербург : Недра, 1996. – 512 с.

3. Тепловой и гидравлический расчет теплообменного оборудования АЭС : РД 24.035.05-89 : утв. М-вом тяжелого, энергетического и транспортногo машиностроения СССР 27.09.89 : ввод в действие с 01.07.1990. – Москва : Изд-во НПО ЦКТИ, 1991. – 211 с.

УДК 624.131

Грузин А.В., Гриневич Е.С., Климанов Д.Н.

ОРГАНИЗАЦИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КОМПОЗИТНЫХ СМЕСЕЙ «ПЕСЧАНЫЙ ГРУНТ - ГРАНУЛЫ ВСПЕНЕННОГО ПОЛИСТИРОЛА» ДЛЯ ГРУНТОВЫХ ОСНОВАНИЙ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация: В статье представлена методика проведения лабораторных исследований влияния добавок вспененного полистирола на деформационные свойства песчаного грунтового основания резервуара. Приведены необходимые расчётные формулы. Выбрано лабораторное оборудование.

Abstract: The article presents a method of laboratory studies of the effect of additives of granular foamed polystyrene on the deformation properties of the sandy soil base of the tank. The necessary calculation formulas are given. There are presented laboratory equipment.

Ключевые слова: песчаный грунт, полистирол, теплоизоляция, резервуар, вертикальная деформация.

Keywords: sandy soil, polystyrene, heat insulation, reservoir, vertical deformation.

Хранение нефти в условиях низких температур является сложной конструктивной и технологической задачей, решение которой не теряет своей актуальности и на современном этапе освоения нефтяных месторождений Крайнего Севера. Основной причиной этому является существенная зависимость реологических свойств нефти от её температуры. Поэтому в условиях низких температур возникает необходимость в дополнительных затратах, связанных с поддержанием необходимой температуры продукта, хранящегося в резервуарах. Использование эффективной тепловой изоляции и других конструктивных решений позволяет в настоящее время достаточно эффективно снижать тепловые потери, вызванные конвективным и радиационным теплопереносом, в окружающую среду через стенки и крышу резервуара. Гораздо сложнее решается задача сокращения тепловых потерь через днище резервуара в грунты оснований, поскольку последние обеспечивают устойчивость и тем самым эксплуатационную надёжность самого резервуара. Очевид-

но, что в таких условиях поиск технического решения, направленного на сокращение тепловых потерь через днище резервуара, обязательно должен подтверждаться анализом его устойчивости.

Одним из возможных путей сокращения тепловых потерь через днище резервуара может быть искусственное увеличение теплоизоляционных свойств грунта его основания, например, путём введения в состав грунта теплоизолирующих добавок. Очевидно, что при этом не должны ухудшаться деформационные свойства самого грунта основания. Ранее выполненными исследованиями была установлена принципиальная возможность повышения теплоизоляционных свойств песчаного грунта (ПГ) путём введения в его состав гранул вспененного полистирола (ГВП) [5].

С целью уточнения состава смеси «Песчаный грунт - гранулы вспененного полистирола» и отработки технологических приёмов устройства композитного грунтового основания вертикального стального резервуара на базе студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» Омского государственного технического университета было принято решение о проведении лабораторных исследований.

Методика проведения исследований

Целью разрабатываемой методики является определение состава и последовательности операций, направленных на уточнение влияния ГВП на деформационные свойства смеси «Песчаный грунт - гранулы вспененного полистирола» в условиях циклического нагружения, а также необходимого оборудования для проведения лабораторных исследований. Лабораторные исследования планируется выполнять в три этапа (см. рис. 1).



Рис. 1. Методика проведения лабораторных исследований

В ходе выполнения подготовительного этапа лабораторных исследований планируется последовательное определение насыпной плотности $\rho_{всг}$ отобранного образца воздушно-сухого ПГ массой $m_{всг}$, используемого для подготовки композитной смеси, и плотности ГВП $\rho_{гвп}$ [4]. Так же необходимо определить остаточную влажность образца ПГ $w_{всг}$ [4]. Затем на основе полученных данных выполняется расчёт количества воды Δm_w , необходимого для получения оптимальной влажности $w_{опт}$ смеси по формуле:

$$\Delta m_w = \frac{m_{всг} \cdot (w_{опт} - w_{всг})}{1 + w_{всг}}. \quad (1)$$

Доведение влажности воздушно-сухого ПГ до оптимального значения необходимо для получения максимального значения уплотнения полученной смеси в процессе циклических нагружений [5]. После добавления расчётного количества воды Δm_w в отобранный образец ПГ массой $m_{всг}$, необходимо тщательно перемешать грунт до его равномерного увлажнения по всему объёму. Масса m увлажнённого до оптимального значения ПГ будет равна:

$$m = m_{всг} + \Delta m_w, \quad (2)$$

По причине существенно меньшей плотности ГВП в сравнении с ПГ содержание ГВП в ПГ предлагается оценивать не массовыми, а объёмными долями $\varphi_{гвп}$:

$$\varphi_{гвп} = \frac{V_{гвп}}{V}, \quad (3)$$

где $V_{гвп}$ – объём ГВП в композитной смеси, V – объём композитной смеси. Расчёт массы $m_{гвп}$ потребного количества ГВП выполняется исходя из равенства объёмов ГВП $V_{гвп}$ и замещаемого ПГ ΔV :

$$V_{гвп} = \Delta V. \quad (4)$$

Поскольку доведение воздушно-сухого ПГ до оптимальной влажности не сопровождается его полным водонасыщением, то с достаточной степенью точности можно утверждать, что объём V образца увлажнённого ПГ не изменяется в сравнении с исходным значением объёма $V_{всг}$ воздушно-сухого ПГ:

$$V = V_{всг}. \quad (5)$$

Таким образом, задавшись величиной объёмной доли $\varphi_{гвп}$ ГВП в ПГ, расчёт массы $m_{гвп}$ потребного количества ГВП выполняется по формуле:

$$m_{гвп} = \varphi_{гвп} \cdot \rho_{гвп} \cdot \frac{m_{всг}}{\rho_{всг}}. \quad (6)$$

В свою очередь масса Δm замещаемого увлажнённого ПГ рассчитывается по формуле:

$$\Delta m = \frac{m_{всг} \cdot m_{звп} \cdot \rho_{звп}}{m \cdot \rho_{всг}} \quad (7)$$

Удалив из предварительно увлажнённого до влажности $w_{опт}$ образца массой m заданное количество ПГ массой Δm , оставшуюся часть образца ПГ смешивают с рассчитанным количеством ГВП массой $m_{гвп}$.

В ходе основного этапа лабораторных исследований проводят компрессионные испытания подготовленного образца композитной смеси [1]. Программа нагружения исследуемого образца содержит пять циклов «нагружение-разгрузка». Максимальная величина нагружения равна 180 кПа и соответствует давлению под днищем резервуара при проведении гидравлических испытаний последнего. Поскольку подготовительный этап достаточно трудоёмкий и требует некоторых временных затрат, предлагается одновременно с компрессионными испытаниями контролировать влажность остатков подготовленной к компрессионным испытаниям смеси для подтверждения корректности проводимых лабораторных исследований. Результатом выполнения основного этапа лабораторных исследований является массив данных, связывающих величину давления на образец и вызванную давлением его деформацию.

На заключительном этапе лабораторных исследований выполняется математическая обработка полученных данных, даётся оценка влиянию величины объёмной доли ГВП на деформационные свойства композитной смеси [3].

Оборудование и материалы

Для практической реализации разработанной методики проведения лабораторных исследований в качестве базового компонента композитной смеси предлагается использовать воздушно-сухой аллювиальный песок средней крупности поймы р. Иртыш (см. рисунок 2 а). Гранулометрический состав предлагаемого ПГ представлен в таблице 1 [2].

Таблица 1

Гранулометрический состав песчаного грунта

Масса, г	Размер частиц, мм							
	Свыше 10	5÷10	2÷5	1÷2	0,5÷1	0,25÷0,5	0,1÷0,25	Менее 0,1
Массовая доля фракции, %	2,8	1,5	3,8	8,0	14,5	27,6	35,7	6,1

В качестве основного оборудования для проведения компрессионных испытаний предлагается использовать универсальный автоматизированный испытательный комплекс АСИС с одомером (см. рис. 2 б).

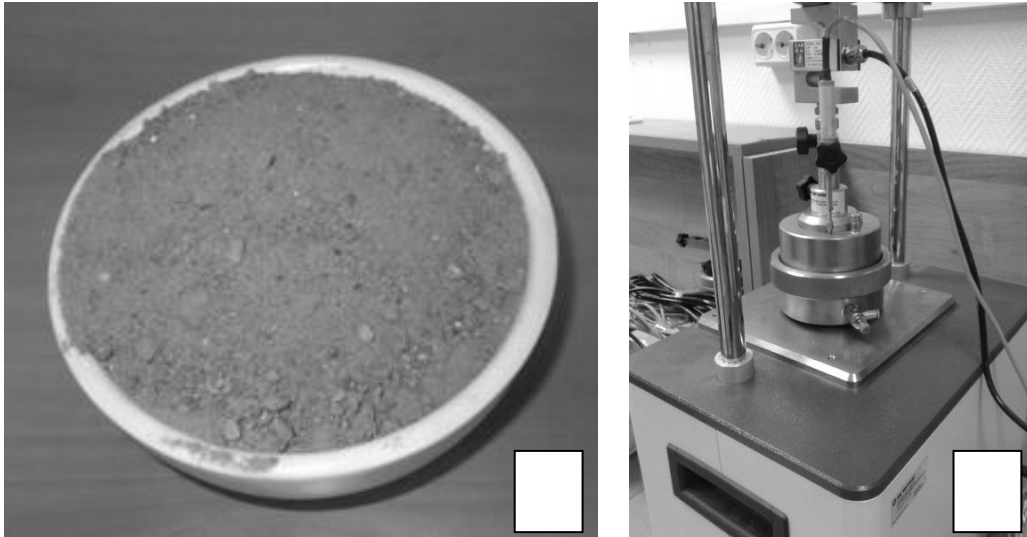


Рис.2. Образец песчаного грунта (а) и установка для проведения компрессионных испытаний (б)

Основным достоинством данного оборудования является простота работы на нём, а так же возможность проведения автоматизированных лабораторных испытаний образцов с регистрацией полученных данных в форме, удобной для последующей математической обработки.

В качестве вспомогательного оборудования предлагается использовать электронные весы с точностью измерения массы образцов до 0,01 г (см. рис.3 а). Для определения влажности образцов ПГ предлагается использовать галогенный анализатор влажности (см. рис. 3 б). Основным его достоинством, в отличие от существующих образцов аналогичного оборудования, является простота работы, определение массы исследуемого образца с точностью до 0,001 г и возможность оперативного контроля влажности лабораторных образцов.

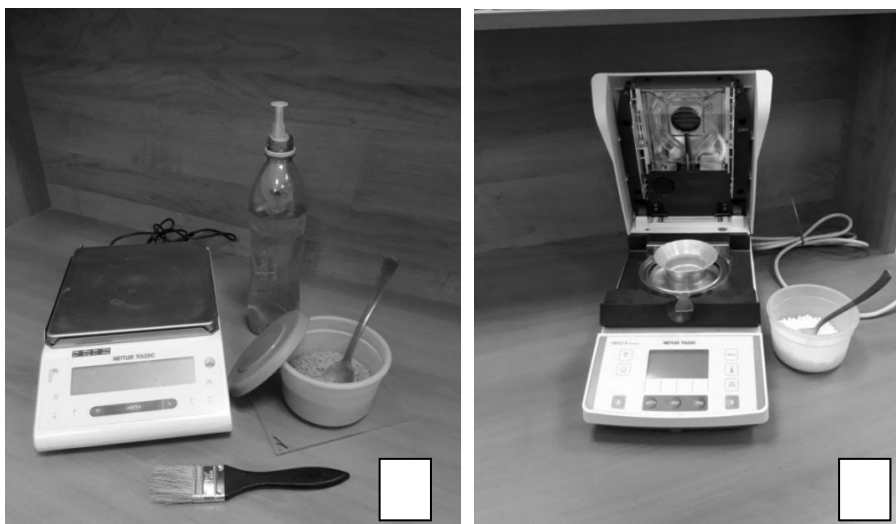


Рис.3. Вспомогательное оборудование для проведения лабораторных исследований

Заключение

Современный этап освоения нефтяных месторождений Крайнего Севера характеризуется особыми климатическими и инженерно-геологическими условиями. С целью сокращения тепловых потерь при хранении жидких углеводородов в вертикальных стальных резервуарах предлагается использовать искусственные теплоизолирующие добавки в грунты оснований. Для оценки возможности практической реализации данного технического решения в ходе начального, организационного этапа исследовательских работ была разработана методика проведения лабораторных исследований и выбрано необходимое лабораторное оборудование.

Список литературы

1. ГОСТ 12248-2010. Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости. – Взамен ГОСТ 12248-96, ГОСТ 24143-80 ; введ. 01.01.2012. – Москва : Стандартинформ, 2012. – 78 с.
2. ГОСТ 12536-2014. Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава. – Взамен ГОСТ 12536-79 ; введ. 01.07.2015. - Москва : Стандартинформ, 2015. – 19 с.
3. ГОСТ 20522-2012. Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний. – Москва : Стандартинформ, 2013. – 16 с.
4. ГОСТ 5180-2015. Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик. – Взамен ГОСТ 20522-96 ; введ. 01.07.2013. - Москва : Стандартинформ, 2016. – 20 с.
5. The Artificial Additives Effect to Soil Deformation Characteristics of Oil and Oil Products Storage Tanks Foundation / A.V. Gruzin [et al.] // Procedia Engineering. - 2015. - Vol. 113. - P. 158-168.

УДК 656.13/73.31.41

Грушевский Илья.Ю., Грушевский Иван.Ю.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация: В настоящее время внедрение инноваций в разработку объектов трубопроводного транспорта является основной целью повышения эксплуатационной надежности. Вполне логично будет сказать о том, что для этого требуется высококвалифицированные специалисты с данными навыками и умениями в этой отрасли производства. Для этого следует учесть несколько факторов, во-первых, образование и стаж

работников здесь играют ключевую роль, во-вторых, разработка новых технологий приведет к повышению надежности объектов трубопроводного транспорта. Исследования показали необходимость проведения комплексного исследования факторов, влияющих на возникновение аварийных ситуаций при эксплуатации, что позволит существенно повысить эксплуатационную надежность. Выведено заключение о том, что при разработке объектов трубопроводного транспорта одним из основных критериев является эксплуатационная надежность.

Abstracts: Currently, the introduction of innovations in the development of pipeline transportation facilities is the main goal of improving operational reliability. It is logical to say that this requires highly qualified specialists with these skills and abilities in this industry. Ways to solve the problem: To do this, several factors should be taken into account, firstly, the education and experience of workers here play a key role, secondly, the development of new technologies will lead to an increase in the reliability of pipeline transportation facilities. Studies have shown the need for a comprehensive study of factors affecting the occurrence of emergency situations during operations, which will significantly improve operational reliability. The conclusion was drawn that in the development of pipeline transportation facilities one of the main criteria is operational reliability.

Ключевые слова: Надежность, эксплуатация, инновации, нефтегазовая отрасль.

Keywords: Reliability, operation, innovation, oil and gas industry.

В России трубопроводный транспорт – одна из ключевых составляющих национального благосостояния. Почти половина федерального бюджета обеспечивается за счет поступлений от добычи и экспорта углеводородов, основным способом доставки которых является трубопроводы [3].

Газонефтепроводы относятся к ответственным сооружениям, к надежности которых предъявляют повышенные требования с точки зрения экономических затрат, промышленной и экологической безопасности.

С учетом высоких эксплуатационных параметров – рабочее давление, расход, протяженность, а также увеличением возраста трубопроводных систем, появился комплекс научно-технических проблем, связанных с надежностью, устойчивой работой, безопасностью, оценкой ресурса и риска.

При решении проблем надежности трубопроводных конструкций специалистам необходимо учитывать особенности, отличающие их от машиностроительных, авиационных, теплоэнергетических и других строительных сооружений [1].

Поэтому для анализа столь сложных задач необходимо применение методов механики деформируемого твердого тела, теории вероятностей и случайных процессов, оценки надежности трубопроводов как механических систем. При этом важно проследивать связь между эксплуатацией трубопровода, его проектированием и строительством. Натуральные исследования нагрузок в процессе эксплуатации дают возможность научно обосновать на стадии проектирования выбор толщин стенок, материалов труб и конструктивных решений, например способа прокладки. Решение же этих задач позволяет задавать оптимальные технологические режимы эксплуатации.

Обеспечение надежности магистральных трубопроводов.

Для обеспечения полной безопасности, безотказности работы, надежности, а также определения фактического технического состояния объектов магистральных нефтепроводов, определения срока эксплуатации на рабочих режимах на протяжении всего срока эксплуатации магистральных нефтепроводов необходимо проводить периодическое диагностирование объектов магистральных нефтепроводов [2].

Надежность магистрального трубопровода планируется на этапе его проектирования. При этом инженеры стремятся решить две задачи – спроектировать магистральный трубопровод с заданными характеристиками и с заданным сроком службы. Однако выбор проектного решения сильно усложняется, когда требуется найти решение, одновременно удовлетворяющее требованиям надежности и эксплуатационным характеристикам трубопровода.

На данный момент времени накоплен значительный опыт по конструкциям трубопровода, его отказам, опыту эксплуатации в различных климатических зонах. Именно на базе данного материала появилась возможность разработать концепцию конструктивной надежности трубопроводов, ее основные положения и инженерные подходы.

Начальным этапом при проектировании трубопроводов, на основании указанных требований, является анализ характеристик отдельных элементов магистрального нефте и газопровода, учитывая при этом надежность системы в целом.

К числу основных требований по безопасности сооружения магистральных трубопроводов следует отнести такие факторы, как степень важности отдельных элементов системы для обеспечения ее функционирования, метод выполнения системой своих функций, сложность и изменения надежности ее элементов во времени и характера выполняемых задач.

Рассмотрим два метода распределения требований к надежности.

1. Метод равномерного распределения основан на обеспечении требуемого уровня надежности системы при задании одинаковой надежности n последовательно соединенных подсистем.

Если вероятность безотказной работы i -ой системы $P_i = \text{const}$, то:

$$P_i = P_s^{\frac{1}{n}} \quad (1)$$

Основным недостатком этого метода является то, что заданный уровень надежности подсистем устанавливается без учета степени трудности его достижения и затрат на реализацию.

2. Метод весомых множителей основан на расчете требуемой надежности подсистем с учетом интенсивности их отказов, т.е. необходимо определить λ – интенсивность отказа системы, выполняя условие:

$$\sum \lambda_i \leq \lambda \quad (2)$$

Предположим, что системы соединены последовательно и имеют постоянную интенсивность отказов.

Плюсом такого метода является то, что при отказе какой либо части подсистемы происходит отключение всей системы в целом.

Гидравлические испытания линейной части действующих нефтепроводов.

Действующие магистральные нефтепроводы при эксплуатации испытывают как статические, так и повторно – статические малоцикловые нагрузки, которые могут быть причиной усталостного разрушения трубопровода.

Эксплуатационная надежность магистральных нефтепроводов обеспечивается применением эффективных методов испытаний труб на заводах изготовителях, гидравлических испытаний, в период строительства, а также в сам период эксплуатации.

Например, результаты гидравлических испытаний магистрального нефтепровода на прочность и герметичность признаются удовлетворительными, если во время испытаний не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления, а в основном металле сварных швах, корпусах арматуры, разъёмных соединениях не обнаружено течи и подтеков.

При проведении гидравлических испытаний каждого из участков магистрального нефтепровода, обязательным является составление акта, к которому прилагается:

- график режима испытаний участка магистрального нефтепровода с фактическими данными об условиях и параметрах испытаний (рис 1);
- диаграммы с записью в непрерывном режиме давления и температуры воды при испытаниях и соответствующие выписки из журналов наблюдений;
- акты на устранение выявленных дефектов и повреждений.

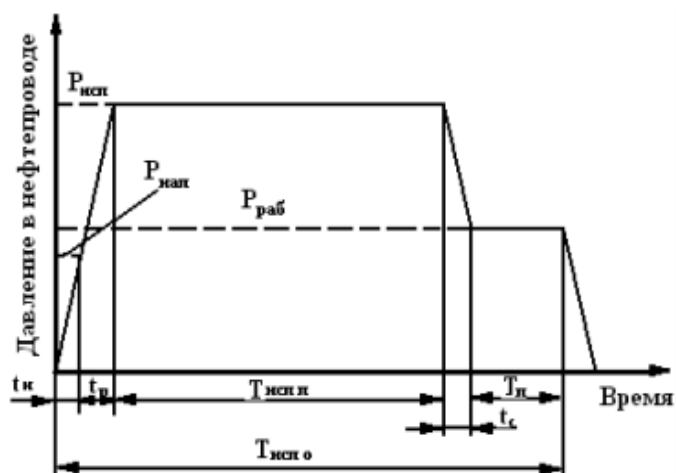


Рис .1. График режима испытаний участка нефтепровода:

t_n – время заполнения участка водой; t_n – время начального подъема давления до $p_{исп}$; $T_{исп n}$ – время испытания постоянным давлением $p_{исп}$; t_c – время снижения давления до $p_{раб}$ в конце испытания; T_o – время, необходимое для осмотра трассы нефтепровода, но не менее 12 ч

Заключение

Эксплуатационная надежность объектов трубопроводного транспорта становится всё более ответственной и важной задачей в современной промышленности, что способствует внедрению инноваций в систему добычи нефти и газа, улучшению параметров надежности технологических систем.

Усложнение технологического процесса так же влечет за собой потребность в высокой квалификации рабочих специалистов для решения поставленных задач, ведь именно таким образом, достигаются наилучшие параметры надежности объектов трубопроводного транспорта.

Список литературы

1. Рудаченко, А. В. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем : учебное издание / А. В. Рудаченко, С. С. Байкин. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 118 с.

2. Мониторинг линейной части магистрального нефтепровода. Внутритрубная диагностика / И. Н. Квасов [и др.] // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства : материалы 8-й международной научно-технической конференции. – Омск, 2018. – 199 с.

3. Транспортный комплекс для нефти и нефтепродуктов. Способы и их анализ. Перспективные направления развития трубопроводного транспорта России / И. Н. Квасов [и др.] // Проблемы и перспективы развития менеджмента в России : материалы V Международной научно-практической конференции. – Омск, 2017. – С. 136-145.

УДК: 697.952

Гудёмов А.И., Скобелкина К.В., Алескерова З.Ш.

РЕКУПЕРАТИВНЫЕ УСТАНОВКИ В СИСТЕМЕ ВЕНТИЛЯЦИИ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

Аннотация: В данной статье рассмотрен процесс рекуперации воздуха. Рассмотрели виды рекуперативных установок их достоинства и недостатки.

Abstract: This article describes the process of air recovery. Considered the types of recuperative installations of their advantages and disadvantages

Ключевые слова: Рекуперативные установки, вентиляция, насосные установки, пластинчатые, промежуточным теплоносителем, роторный.

Keywords: Regenerative installation, ventilation, pump plate, intermediate heat carrier, rotary.

Система вентиляции в насосном зале в зимнее время должна обеспечивать подогрев приточного воздуха. Для этих целей в системах приточ-

ной вентиляции предусматриваются секции подогрева – электрические калориферы, использующие для работы электрическую энергию.

При этом, отработанный воздух, который удаляется из обслуживаемых помещений является достаточно теплым. Его теплота попросту выбрасывается «на ветер». Однако эту теплоту можно не выбрасывать, а полезно использовать для значительного уменьшения количества используемой коммерческой энергии.

Для этого используются так называемые рекуператоры теплоты. Эти устройства представляют собой теплообменники, в которых удаляемый теплый воздух охлаждается и отдает избытки теплоты холодному приточному воздуху, который, в свою очередь, нагревается (Рис. 1). При этом удаляемый и приточный воздух не соприкасаются непосредственно, что позволяет назвать такие устройства самым гигиеничным решением для вентиляции.

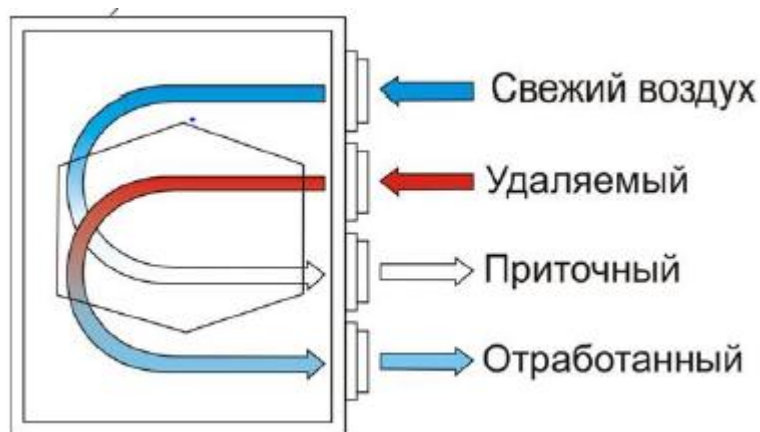


Рис. 1. Процесс рекуперации воздуха

Стоит отметить, работа вентиляционной системы с рекуперативным узлом позволяет сэкономить огромное количество энергии, до 80 - 95 %, что несомненно является обоснованием для внедрения таких систем.

В последнее время вентиляционная индустрия активно развивается и в связи с этим были разработаны следующие виды рекуперативных агрегатов: пластинчатые рекуператоры; роторные рекуператоры; рекуператоры с промежуточным теплоносителем.

Пластинчатые рекуператоры

Пластинчатые рекуператоры - самый распространенный вид рекуператоров, применяемых в системах приточно-вытяжной вентиляции. Принцип его действия заключается в пересечении воздушных потоков приточного и вытяжного воздуха. Эти потоки пересекаются, но не перемешиваются в специальном пластинчатом теплообменнике (Рисунок 2). Материалом для пластин могут служить алюминий, пластик, нержавеющая сталь, бумага.

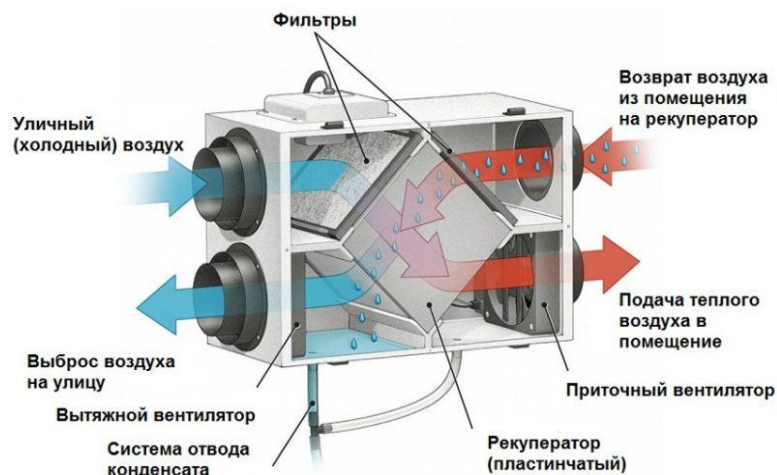


Рис. .2. Пластинчатый рекуператор

Достоинства пластинчатого рекуператора:

- пластинчатые теплообменники обладают эффективностью 40-92%;
- пластинчатый теплообменник в данном виде рекуператоров - устроен просто и не имеет подвижных или трущихся частей, что подразумевает собой нечастое техническое обслуживание.

Недостатки пластинчатого рекуператора:

- необходимостью пересечения потоков приточного и вытяжного воздуха диктуется необходимость пересечения воздухопроводов в рекуператоре, что не всегда удобно и реализуемо;
- в зимний период пластинчатый теплообменник может обмерзать и для решения этой проблемы необходимо либо периодически отключать приточный вентилятор, либо использовать байпасный клапан.

Роторный рекуператор

Роторные рекуператоры - второй по распространенности вид рекуператоров, применяемых в системах приточно-вытяжной вентиляции. Принцип его действия заключается в прохождении воздушных потоков приточного и вытяжного воздуха через специальный вращающийся роторный теплообменник (Рисунок 3).

Достоинства роторного рекуператора:

- роторные теплообменники обладают эффективностью 60-85%;
- роторный теплообменник в данном виде рекуператоров позволяет возвращать не только тепло, но и влажность;
- регулируя скорость вращения ротора можно регулировать общую эффективность рекуператора.

Недостатки роторного рекуператора:

- загрязненный воздух частично переносится в приток, в связи с чем необходима установка дополнительных фильтров на приток и на вытяжку;
- в данных рекуператорах имеются подвижные части и потребители электроэнергии, в связи с чем необходимо производить техническое обслуживание чаще, чем в пластинчатых рекуператорах.

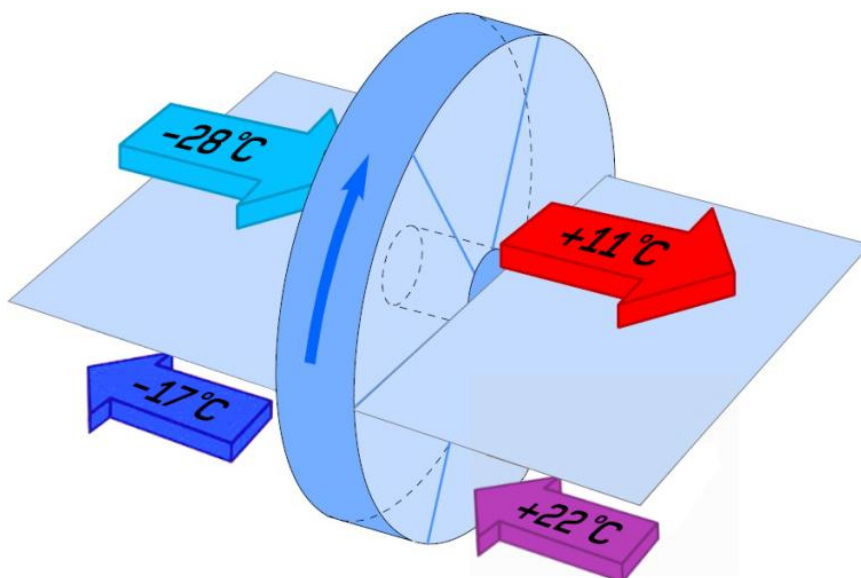


Рис. 3. Роторный рекуператор

Рекуператоры с промежуточным теплоносителем.

Вода или водно-гликолиевый раствор (Рисунок 4) циркулирует между двух теплообменников, один из которых расположен в вытяжном канале, а другой в приточном. Теплоноситель нагревается удаляемым воздухом, а затем передает тепло приточному воздуху. Обладая низкой эффективностью, используются в случае, если удаляемый воздух сильно загрязнен или токсичен, когда смешивание недопустимо.

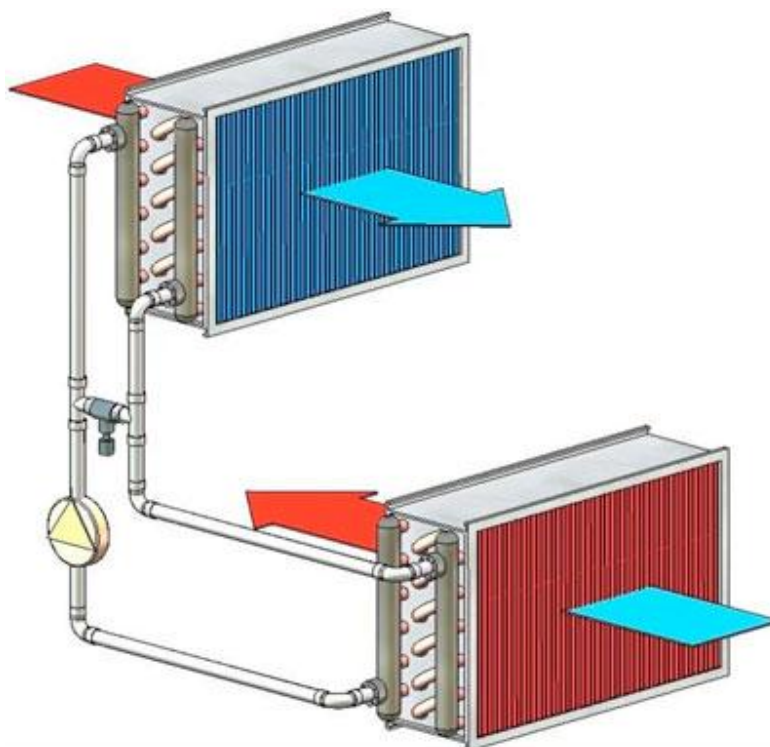


Рис. 4. Рекуператор с промежуточным теплоносителем

Достоинства рекуператора с промежуточным теплоносителем:

- перетекание загрязненного воздуха из вытяжки в приток исключено, поскольку они изолированы между собой через промежуточный теплоноситель;
- На один теплообменник можно направить несколько приточных или вытяжных воздушных потоков;
- регулировка теплопередачи происходит автоматически путем изменения скорости движения теплоносителя.

Недостатки рекуператора с промежуточным теплоносителем:

- эти рекуператоры имеют низкую эффективность (45-60%);
- сложная система.

В современном мире экономическая составляющая является одной из главных, поэтому внедрение данных систем будет крайне полезно, так как рациональность использования ресурсов в данном случае очевидна.

Список литературы

1. Карелин, В. Я. Насосы и насосные станции / В. Я. Карелин, А. В. Минаев. – Москва : Стройиздат, 1986. — 320 с.
2. Битколов, Н. З. Обоснование схем вентиляции производственных участков с рециркуляцией воздуха и рекуперацией тепла / Н. З. Битколов. - Москва, 2002.
3. Рекуператоры "воздух-воздух" [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <https://vecotech.com.ua/rekuperatori-vozduh-vozduh.html> (дата обращения 23.12.2018).
4. Рекуперация в системах вентиляции. Анализ систем рекуперации и экономическая целесообразность их применения [Электронный ресурс]. - Режим доступа : http://science.kuzstu.ru/wp-content/Events/Conference/energ/2015/energ/pages/Articles/3/Shilin_Prohorov.pdf (дата обращения 23.12.2018).
5. Руководство по проектированию эффективной вентиляции [Электронный ресурс]. - Режим доступа : https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=1906 (дата обращения 23.12.2018).
6. Энергосбережение при эксплуатации насосных установок (регулируемый привод и гидромурфта) / А. А. Кисляков // Нефтегазовый терминал : сборник научных статей Международной научно-технической конференции / под общ. ред. С. Ю. Подорожникова. – Тюмень, 2015. - С. 102-108.
7. Разработка нового метода повышения КПД магистральных насосов марки НМ / А. М. Туктабаев [и др.] // Нефтегазовый терминал : сб. статей междунар. науч.-техн. конф. /под общ. ред. С. Ю. Подорожникова. – Тюмень, 2015. - С. 190 -194.

РАСЧЕТ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация: Рассмотрен способ расчета основных показателей расходования электроэнергии при переходных процессах магистральных нефтепроводов.

Abstract: The way of calculation of main indicators of expenditure of the electric power at transient processes of turnpike oil pipelines is considered.

Ключевые слова: насосный агрегат, переходный процесс, магистральный нефтепровод, электропотребление, мощность

Keywords: pumping unit, transition process, turnpike oil pipeline, power consumption, power

При эксплуатации магистрального нефтепровода большая доля затрат приходится на электроэнергию. Основная часть этой энергии расходуется в магистральных насосных агрегатах. Правильное определение, расчет и планирование расходования электроэнергии является одной из важнейших задач, как для эксплуатации нефтепроводного предприятия, так и для успешного выполнения государственных программ энергосбережения [3].

Современные нормативные документы требуют проведение расчетов энергопотребления и мощности с точностью в пределах 1-2%. Если при работе магистрального нефтепровода на стационарных режимах, такая точность достигается с учетом опыта эксплуатации и имеющихся программных комплексов, то при расчете переходных процессов необходимая точность достигается только по опытным данным. При отсутствии опытных данных, при большом разнообразии возможных технологических переключений, остро стоит вопрос расчетного определения энергопотребления и мощности с требуемой точностью. Для расчетов планируемого электропотребления переходных процессов применяются способы, дающие большую погрешность, либо используются поиск и заимствование ранее полученных опытных данных при подобных переходах, также имеющие недостаточную точность.

Предлагается для расчета переходных процессов использовать упрощенную методику, которая должна повысить скорость и точность получения решений, позволит получить картину изменения давлений и расходов по длине трубопровода, мощности электропотребления для каждого насосного агрегата и суммарной мощности электропотребления.

В основу методики расчета положены:

1. паспортные или фактические расходно-напорные характеристики насосного оборудования и зависимости коэффициентов полезного действия насосных агрегатов от подачи насосов;

2. определенная известная скорость распространения волны изменения давления по длине магистрального нефтепровода, зависящая от упругих свойств нефти и стенок трубопровода;
3. условия неразрывности потока;
4. уравнения баланса напоров (уравнения Бернулли), позволяющие определять рабочие точки насосов для каждого момента времени.

Время изменения давлений при переходных процессах в магистральных нефтепроводах составляет величину от нескольких секунд до нескольких часов. При этом слагаемые, характеризующие инерционный напор в уравнениях балансов напоров имеют пренебрежимо малые величины (менее 1% остальных слагаемых) и для упрощения расчетов могут быть исключены. Таким образом, расчет переходного процесса может быть выполнен серией расчетов квазистационарных режимов для отдельных моментов времени.

Идею расчета проиллюстрируем на простейшем примере. Пусть имеется горизонтальный магистральный трубопровод длиной 600 км, диаметром 0,7 м для перекачки нефти с заданной плотностью и вязкостью. Скорость распространения волны в трубопроводе по расчетным или фактическим данным составляет 1000 м/с. В начальный момент времени запускается насос типа НМ 2500-230 на головной станции.

Процесс запуска насоса и выхода на новый режим показан на рисунках 1 и 2.

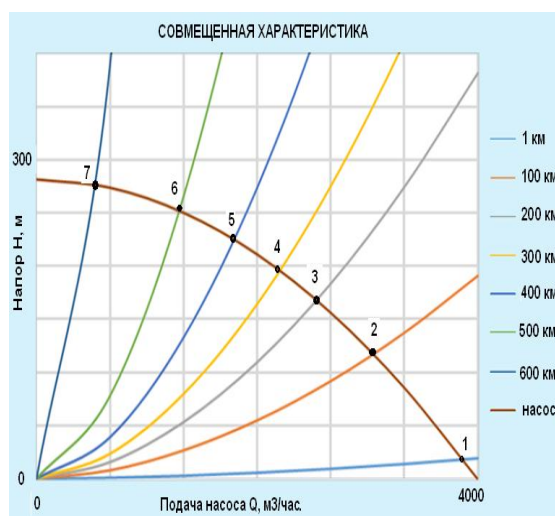


Рис. 1. Изменение положения рабочей точки в течении 600 секунд после запуска насосного агрегата на головной станции

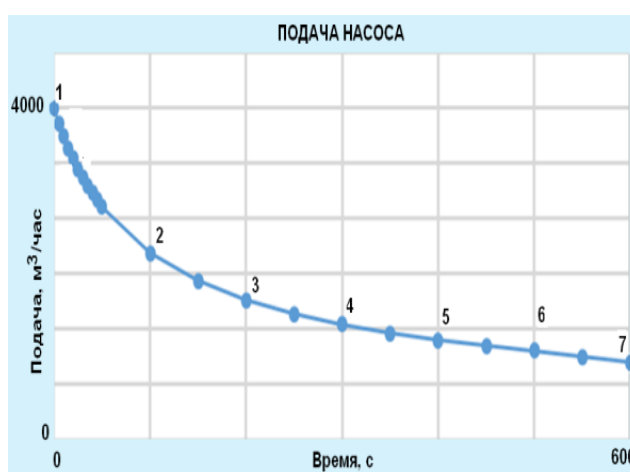


Рис. 2. Зависимость изменения подачи через насосный агрегат от времени после запуска

После раскрутки рабочего колеса подача насоса в заполненный нефтью трубопровод с нулевым избыточным давлением будет максимальной, а напор, развиваемый насосом - минимален (точка 1). По мере удаления фронта волны изменения давления от насосной станции сопротивление трубопровода будет увеличиваться, положение рабочей точки на совме-

щенной характеристике насоса и трубопровода будет изменяться (точки 2-7), напор на насосе возрастать, а расход уменьшаться. На рисунке 1 показано, как для каждого момента времени определяется рабочая точка насоса, по которой вычисляется подача (рисунок 2)

Для каждой рабочей точки определяются КПД насосного агрегата по паспортной или фактической характеристике насоса и электродвигателя в зависимости от расхода. Потребляемая мощность в кВт вычисляется как:

$$N(Q) = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{1000 \cdot \eta} \quad , \quad (1)$$

где ρ - плотность нефти (кг/м³); $g = 9,81$ м/с² - ускорение свободного падения, H - напор (м), развиваемый насосом при подаче Q м³/с, η – коэффициент полезного действия насосного агрегата.

Зависимость потребляемой насосным агрегатом электрической мощности от времени показана на рисунке 3.

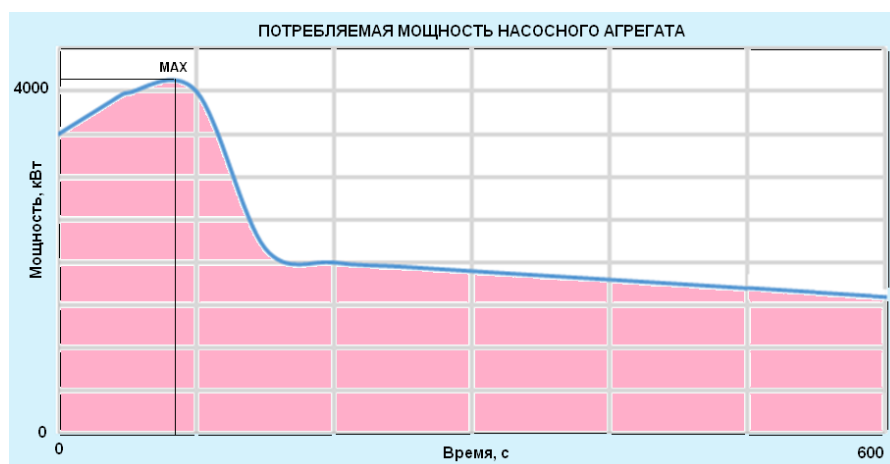


Рис. 3. Зависимость мощности, потребляемой насосным агрегатом от времени

Величина потребления электроэнергии E в кВт·час при переходном процессе за временной промежуток τ_0 , τ_1 находится по формуле (2).

$$E = \frac{\int_{\tau_0}^{\tau_1} N(\tau) d\tau}{3600} \approx \frac{\sum_{i=1}^n N_i \Delta\tau_i}{3600} \quad . \quad (2)$$

При вычислении интеграла используются малые промежутки времени $\Delta\tau_i$ (1 сек), для которых определяется средняя мощность N_i . Область, характеризующая потребленную электроэнергию, выделена на рисунке 3 розовым цветом. Кроме того, из зависимости на рисунке 3 можно определить максимальное значение мощности и соответствующий этому событию момент, учитываемые при планировании энергопотребления и заявке электроэнергии.

Подобный подход можно использовать при запуске или остановке нескольких насосов не только на головной, но и на промежуточных станциях. Отличия будут только в том, что волны изменения давления будут распространяться в обе стороны от насосов и моменты их включения выключения будут сдвинуты по времени. Общая картина энергопотребления при сложном переходе определится суперпозицией изменений полей расходов и мощностей во времени для каждого из насосов.

Итоговая характеристика с учетом переключений всех насосов позволяет определять энергопотребление за все время переходного процесса и за отдельные интервалы времени, находить максимальные значения мощности, рассчитывать показатели эффективности перекачки нефти [1, 2, 4] при планировании потребления электроэнергии и мощности и оптимизации мероприятий в программах энергосбережения.

Список литературы

1. Гольянов, А. И. Обзор методов оценки магистральных нефтепроводов / А. И. Гольянов, А. А. Гольянов, С. Е. Кутуков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - № 4 (110). - С. 156-170.
2. Мызников, М. О. Эффективность работы магистральных насосов в условиях неполной загрузки нефтепроводов / М. О. Мызников, М. И. Гильдебрандт // Трубопроводный транспорт. - 2018. - 2018 - С. 351-353.
3. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности : федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ // Российская газета. – 2009. - 27 нояб. – федер. вып. № 5050 (226).
4. Шалай, В. В. Экономия энергии и ресурсов при транспортировке углеводородов / В. В. Шалай, М. О. Мызников, М. И. Гильдебрандт // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства. - Омск, 2018 - С. 206 - 207.

УДК: 553.9

Иванова О.А.

ОСУШКА ГАЗА АДСОРБЦИОННЫМ МЕТОДОМ

ООО «ГазпромДобычаУренгой», г. Новый Уренгой, ЯНАО

Аннотация: Добыча и переработка природного газа – процессы, благодаря которым эффективно развиваются важнейшие отрасли промышленности. Образование природного газа приходится на период формирования слоёв пористых пород, содержащих нефть, и угольных пластов. Помимо компонентов, важных для нужд промышленности, он содержит примеси, затрудняющие процесс транспортировки и использования конечными потребителями. В статье рассмотрена осушка газа абсорбционным методом.

Annotation: Extraction and processing of natural gas are the processes by which the most important industries are effectively developed. The formation of natural gas occurs during the formation of layers of porous rock containing oil and coal seams. In addition to components that are important for industry, it contains impurities that impede the process of transportation and use by end users. The article describes the drying of gas absorption method.

Ключевые слова: газ, адсорбция, осушка.

Keywords: gas, adsorption, drying.

Главная задача предприятия, занимающегося переработкой природного газа – максимально возможное извлечение всех компонентов ископаемого и доведение их до товарного состояния. При этом не должен наноситься вред окружающей среде и земным недрам, а финансовые затраты необходимо сводить к минимуму.

Добываемый газ можно разделить на две группы — это природный и попутный нефтяной газ (ПНГ). Они различаются по своему составу. Природный газ — это смесь газов, преимущественно состоящая из метана и углеводородов C_2-C_4 , N_2 , CO_2 , H_2S , He_2 и другие инертные газы [1]. ПНГ — это смесь газов, растворенная в нефти, которая выделяется из нефти в процессе её добычи, подготовки, а также переработки. Эта смесь состоит прежде всего из метана — главный компонент природного газа, а также углеводородов C_2-C_{10} , N_2 , CO_2 , H_2S . [1] Газ, который поступает из скважин — «влажный» — смесь сухого газа с водяным паром, его нужно подготовить к транспортировке до конечного пользователя. Не только химический состав и механические примеси могут вызвать проблемы и аварийные ситуации, так водяной пар может образовать гидраты при определенных условиях или сконденсироваться и накопиться в каком-либо месте и создать пробку, например, в обвязке до сепараторов, в самих сепараторах, в шлейфах газопроводов, изгибах трубопроводов [1].

Газовые гидраты — это твердые кристаллические соединения, которые образуются при определенном давлении и температуре, из воды и низкомолекулярных газов. внешне похожи на прессованный снег, который переходит в лёд. Осаждаясь в виде льда на стенках трубопровода и аппаратов, гидраты снижают поперечное сечение, уменьшая тем самым их пропускную способность.

Газ, который поступает из скважин — «влажный» — смесь сухого газа с водяным паром, его нужно подготовить к транспортировке до конечного пользователя. Не только химический состав и механические примеси могут вызвать проблемы и аварийные ситуации, так водяной пар может образовать гидраты при определенных условиях или сконденсироваться и накопиться в каком-либо месте и создать пробку, например, в обвязке до сепараторов, в самих сепараторах, в шлейфах газопроводов, изгибах трубопроводов [1].

Содержание водяного пара в газе негативно влияет на его переработку, изменяются в худшую сторону его технико-экономические показатели. В ла-

бораторных условиях газ можно осушить методиками, которые основываются на химических принципах, но в промышленных масштабах эти «одноразовые» процессы не рациональны. Можно осушить газ физическими методами, например, при низкой температуре окружающей среды, можно отсепарировать воду из газовой смеси, но есть сложности, по причине которых этот метод не выгоден. На практике широкое распространение получил следующий химико-физический метод подготовки газа к транспортировке — абсорбционный метод. Абсорбционный метод подготовки газа — основан на поглощении отдельных компонентов из газовой смеси всем объемом жидкого сорбента, например, диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ) и в меньшей степени моноэтиленгликоль (МЭГ). Этот процесс происходит в специальной установке — абсорбере (Рис.1).

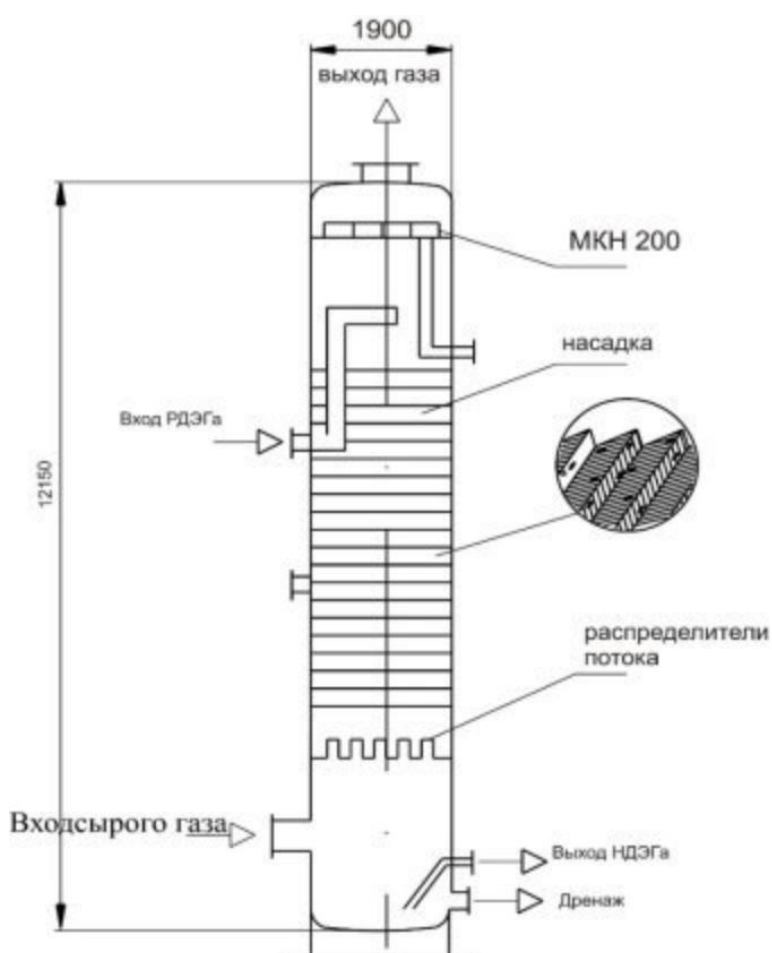


Рис. 1. Абсорбер типа ГП-1467 применяемый на УКПП «Ямбургского» НГКМ

При абсорбции осушаемый газ, пройдя первую ступень очистки в сепараторе, поступает в нижнюю часть абсорбера, где, расширяясь из газовой смеси выпадает часть жидкости и уходит в дренажную систему, газовая смесь движется вверх, навстречу ей одновременно стекает жидкий сорбент — диэтиленгликоль. В процессе абсорбции ДЭГ забирает

влагу из газовой смеси и уходит на регенерацию. Далее газ поступает в фильтр, где из него удаляются остатки ДЭГа и идет на ДКС или сразу в магистральный трубопровод. Насыщенный жидкостью ДЭГ поступает в выветриватель, где из него удаляется газ, поглощенный внутри абсорбера. Далее следует подогрев и регенерация ДЭГа, состоящая в выделении поглощенной ранее влаги. Затем цикл повторяется [1].

Преимущества данного метода:

- глубокая осушка газа;
- непрерывность процесса;
- возможность осушки газа с веществами, разрушающие адсорбент;
- малые перепады давления в системе осушки;
- выгоднее адсорбционного метода.

Недостатки: Вспенивание гликолей при наличии в газе легких углеводородов.

Абсорбционные установки подготовки пластового газа, в котором происходят массообменные процессы между абсорбентом и подготавливаемым газом происходят при отрицательных по Цельсию температурах, получили название установок НТА (низкотемпературной абсорбции).

Наиболее простейшим абсорбционным процессом, по эффективности абсорбции не превышающий одной теоретической ступени контакта, – инжект абсорбента в трубопровод перед НС (низкотемпературным сепаратором).

Инжекторное устройство в подобных, установках, как правило, расположены перед редуцирующим элементом – турбодетандером эжектором, дросселем, [2] и др. – или теплообменником [3]. В качестве абсорбента используется конденсат с углеводородной жидкости на вход в НС ее дополнительно подвергают охлаждению. Данное решение приводит к уменьшению влияния теплоабсорбента на повышение температуры сепарации.

На Щебелинском промысле в качестве абсорбента использовали продукты от переработки конденсата: УВ-фракция и стабильный конденсат с температурой начала кипения 170–185 °С (УФ-170) [4]. Результаты промысловых экспериментов продемонстрировали, что УФ-170 имеет наилучшие абсорбционные свойства. Абсорбент подавался перед теплообменником и дросселем за 35–45 м до НС.

В российской отрасли низкотемпературные абсорбционные технологии (ПНТА) подготовки газа были применены на УКПГ-1В (установка комплексная подготовки газа) Ямбургского (рис. 2) и на отдельной линии УПГ-8В Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Жидкой товарной продукцией УКПГ является нестабильный конденсат. Близкое расположение месторождений от завода по подготовке конденсата к транспорту в г. Новом Уренгое делает практичным использование жидкой продукции в качестве сырья для газохимических комплексов.

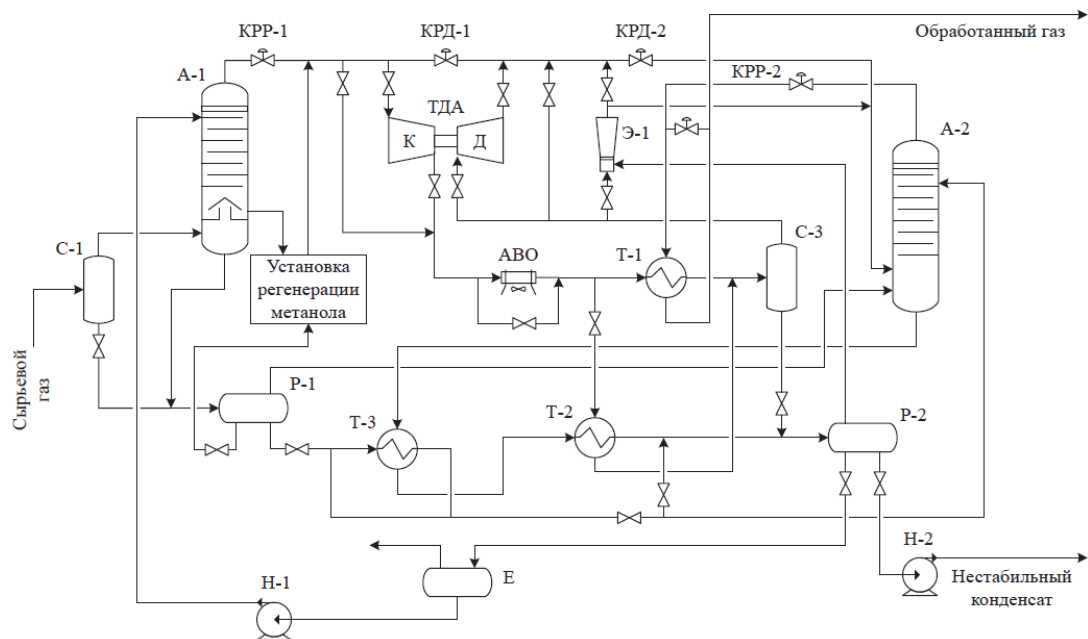


Рис. 2. Технологическая схема УКПГ-1В Ямбургского НГКМ

При адаптации и разработке абсорбционных технологий применительно к УКПГ решалась задача упрощения подготовки абсорбента и повышения извлечения компонентов С3+В в сравнении с низкотемпературной сепарацией (НТС). В качестве абсорбента применялся частично охлажденный и дегазированный конденсат.

В зимний период работа технологической схемы УКПГ-1В (см. рис. 2) осуществляется по технологии НТС с эжектором. Поддержание температуры абсорбции на требуемой отметке в летнее время осуществляется благодаря применению турбодетандеров, которые располагают параллельно эжекторам. Входным потоком компрессора ТДА служит газ из А-1. Сжатый газ охлаждается в автоматическом воздушном охладителе и Т-1, подвергается сепарации в С-3 и поступает на вход в турбодетандер. Расширение газа в детандере происходит до давления, немногим превышающим давление в магистральном газопроводе. Далее газ поступает на вход в абсорбер А-2 [5].

Опытно-экспериментальная технологическая линия подготовки газа по технологии ПНТА была реализована на УКПГ-8В Уренгойского НГКМ [5] (рис. 3). Производительность линии составляла 5 млн м³/сут. Схема ПНТА на УКПГ-8В имеет ряд конструктивных отличий от УКПГ-1В Ямбургского НГКМ:

- в схему добавлен многофункциональный абсорбер-сепаратор (А-201), состоящий из фильтрующей, массообменной и сепарационной секций;
- газ выветривания конденсата первой ступени используется в качестве газа отдувки в абсорбер-сепараторе (А-201).

Существующие технологические схемы имеют возможности для дальнейшего повышения степени извлечения углеводородов С5+В. Пер-

спективным направлением в данном вопросе видится разработка модифицированных абсорбционных технологий с подбором селективного абсорбента. Важным моментом при разработке новых способов подготовки газа является использование накопленного опыта эксплуатации установок ПНТА на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ и УКПГ-8В Уренгойского НГКМ.

Список литературы

1. Латошкин, Г. С. Подготовка и сбор нефти, воды и газа к транспорту / Г. С. Латошкин. – Москва : Недра, 1972. - 324 с.

2. А. с. 593720 СССР, В01D 53/00. Способ подготовки природного газа к транспорту / Максимков В. П., Агишев А. П., Ткаченко М. Ф., Будымка В. Ф., Язык А. В., Твердохлебов В. И., Власюк О. И., Босов Г. П., Гриценко А. И., Пестун Н. П., Богданов В. А.; заявитель Украинский научно-исследовательский институт природных газов, специальное конструкторское бюро "Турбогазмашина. - № 2186106; заявл. 03.11.1975; опубл. 25.02.1978.

3. А. с. 274089 СССР, МПК В 01 d 53/26. Способ подготовки газа газовых и газоконденсатных месторождений к дальнему транспорту / В. А. Коноваленко, А. В. Хремин, В. Ф. Савельев, П. М. Пак, С. И. Рябцева; заявитель Краснодарский комплексный отдел газопереработки объединения «Кубаньгазпром». – 1320121/23-26; заяв. 08.04.1969; опубл. 24.06.1970, Бюл. № 21.

4. Гриценко, А. И. Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья / А. И. Гриценко. – Москва : Недра, 1977. – 239 с.

5. Перспективы подготовки валанжинского газа Ен-Яхинского месторождения / А. В. Беспрованный [и др.] // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса : сб. науч. тр. ООО «Уренгойгазпром». – Москва, 2003. – С. 143–149.

УДК 621.65.053

Карангин В.П., Романова Е.А.

ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ РАЗБАВИТЕЛЯ НА ПАРАМЕТРЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация: Установлены условия для сохранения местоположения НПС на действующем трубопроводе при перекачке смеси высоковязкой нефти с разбавителем. Приведены результаты численного исследования процесса перекачки смеси. Установлено оптимальное значение концентрации разбавителя, при которой достигается максимальный расход по нефти и центробежные насосы работают с максимальным КПД.

Abstract: The conditions for maintaining the oil pump station location on the operating pipeline, when pumping a mixture of high-viscosity oil and solvent, are established. The results of a numerical study of the mixture pumping process are given. The optimum value of the solvent concentration is established, at which the maximum oil flow is achieved and centrifugal pumps operate with maximum efficiency.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, концентрация разбавителя, действующий трубопровод, гидравлический уклон, центробежный насос.

Keyword: high-viscosity oil, the concentration of the diluent, operating pipeline, hydraulic gradient, centrifugal pump.

Истощение залежей нефтей малой и средней вязкости приводит к необходимости повышения объемов добычи высоковязкой нефти. Транспорт таких нефтей является сложной задачей. Строительство самостоятельных трубопроводов для транспорта высоковязких нефтей экономически нецелесообразно. В связи с этим исследование возможности перекачки высоковязкой нефти по действующему трубопроводу является актуальным.

Транспортировка высоковязких нефтей в чистом виде, как правило, невозможна из-за высокой вязкости нефти в рабочем диапазоне температур перекачки. Анализ существующих способов перекачки высоковязких нефтей показывает, что одним из перспективных способов перекачки является перекачка с углеводородным разбавителем.

Наличие значительного количества залежей газоконденсата в Ямало-Ненецком АО обуславливает перспективность его применения в качестве разбавителя.

Для сохранения местоположения НПС с существующим оборудованием при перекачке смеси высоковязкой нефти с газоконденсатом по действующему трубопроводу (рис.1) необходимо выполнение следующих условий: гидравлический уклон при перекачке смеси должен быть равен гидравлическому уклону действующего трубопровода; напор головной и промежуточных станций должен быть не меньше напора станций действующего трубопровода.

Для определения гидравлического уклона трубопровода и напора станции при различных концентрации разбавителя и температуры смеси разработан алгоритм расчета гидравлического уклона и на его основе проведено численное исследование процесса перекачки смеси нефти Русского месторождения и Уренгойского газоконденсата центробежными насосами марки НМ 2500-230.

Исходными данными для расчета являются внутренний диаметр действующего трубопровода, характеристики центробежных насосов станций действующего трубопровода, характеристики нефти и разбавителя, производительность трубопровода, концентрация разбавителя, температура смеси.

При этом решались следующие задачи: определение концентрации разбавителя, обеспечивающей вязкость смеси менее 300 сСт; определение диапазона вязкостей смеси, в котором необходим пересчет характеристик центробежного насоса; определение концентрации разбавителя, при которой обеспечивается требуемый гидравлический уклон; определение напора

и объемного расхода смеси при оптимальной концентрации разбавителя; расчет совмещенной характеристики трубопровода и станции.

В результате исследования установлено следующее.

Перекачка нефти без разбавителя невозможна даже при достаточно высокой температуре 10°C , т.к. вязкость нефти более 300 сСт (Рис. 2). Вязкость смеси менее 300 сСт при самой низкой температуре -10°C достигается, если концентрация разбавителя более 28%, а при средне-месячных температурах грунта в марте – апреле $(-2\div 2)^{\circ}\text{C}$, если концентрация составляет $18\div 22\%$.

Однако при температуре смеси $(-2\div 2)^{\circ}\text{C}$, концентрации разбавителя меньше $25\div 28\%$ и вязкости смеси больше предельного значения требуется пересчет характеристик центробежного насоса. Предельное значение вязкости для насоса НМ 2500-230 равно 150 сСт и зависит только от характеристик насоса: коэффициента быстроходности, диаметра рабочего колеса и частоты вращения.

Для такой же расстановки насосных станций, как и на действующем трубопроводе диаметром 820 мм, необходимо обеспечить требуемый гидравлический уклон $i_{\text{тр}}$, равный 0,0035.

Величина гидравлического уклона при перекачке высоковязкой нефти с разбавителем зависит от концентрации разбавителя C , объемного расхода смеси в трубопроводе $Q_{\text{см}}$ и температуры смеси T .

Наибольшее влияние на величину гидравлического уклона оказывает концентрация разбавителя, которая влияет не только на вязкость смеси, но и на ее объемный расход (Рис. 3). При этом гидравлической уклон уменьшается с уменьшением вязкости и увеличивается с увеличением объемного расхода смеси. Однако с увеличением концентрации разбавителя от 0 до 50% вязкость изменяется в десятки раз (Рис. 1), а объемный расход смеси только в несколько раз, поэтому большее влияние на гидравлический уклон оказывает вязкость.

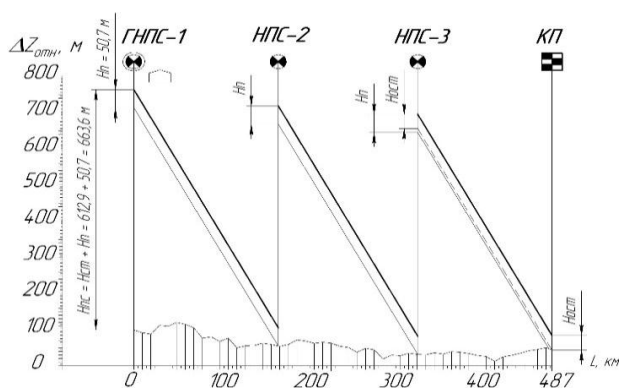


Рис. 1. Сжатый профиль трассы действующего трубопровода

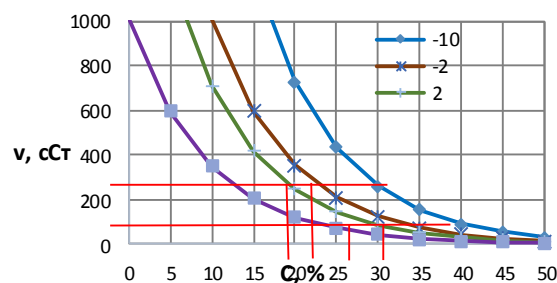
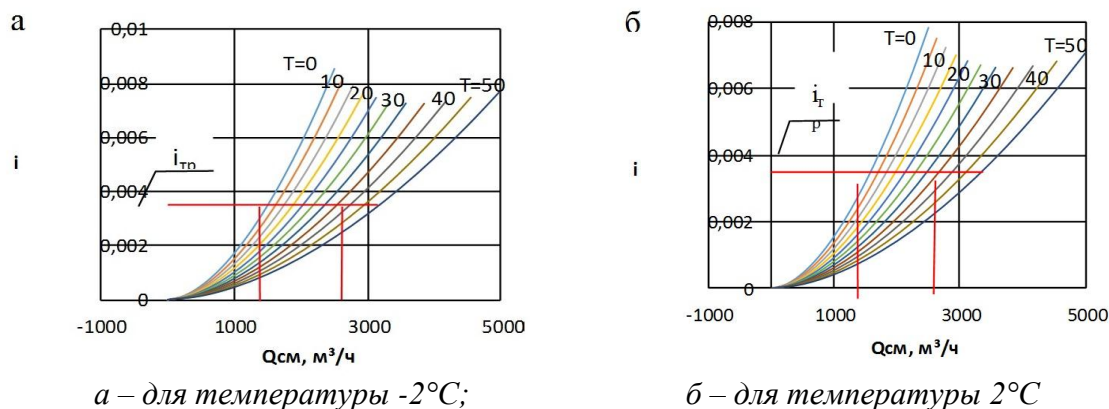


Рис. 2. Зависимость вязкости смеси от концентрации разбавителя

Анализ результатов расчета показывает, что требуемый гидравлический уклон обеспечивается при любой концентрации разбавителя во всем рассматриваемом диапазоне температур $(-10\div 10)^\circ\text{C}$, однако наибольший интерес представляет зависимость гидравлического уклона от объемного расхода смеси и концентрации разбавителя при температурах смеси $(-2\div 2)^\circ\text{C}$ при подаче насоса $(2000\div 3000) \text{ м}^3/\text{час}$, соответствующей максимальному КПД насоса НМ 2500-230 (Рис. 3).



а – для температуры -2°C ; б – для температуры 2°C
 Рис. 3. Зависимость величины гидравлического уклона от объемного расхода смеси и концентрации разбавителя

Из рассмотрения графиков следует, что требуемый гидравлический уклон обеспечивается при концентрации разбавителя $(20\div 45)\%$ для температуры смеси -2°C и при концентрации $(15\div 43)\%$ для температуры 2°C .

Следовательно, требуемый гидравлический уклон и работа центробежных насосов с максимальным КПД обеспечивается в широком диапазоне изменения величины концентрации разбавителя. Определение оптимальных значений концентрации разбавителя при различных температурах можно выполнить, решая одну из двух задач: минимизация потребляемой на перекачку мощности или достижение максимального расхода по нефти. Обе оптимизационные задачи в явном виде относительно концентрации разбавителя не решаются.

Определение затрат на содержание и эксплуатацию насосных станций при перекачке высоковязкой нефти с разбавителем является отдельной исследовательской задачей.

Вторую задачу можно решить на основе анализа результатов расчета гидравлического уклона в зависимости от концентрации разбавителя.

Анализ результатов расчета при изменении концентрации разбавителя $(20\div 50)\%$ в диапазоне температур смеси $(-2\div 2)^\circ\text{C}$ позволяет сделать следующие выводы (Рис. 4): при одинаковом объемном расходе нефти $Q_n = 1500 \text{ м}^3/\text{час}$, соответствующем $Q_{см} = 2000\div 3000 \text{ м}^3/\text{час}$ гидравлический уклон изменяется всего на 7%; минимальный требуемый гидравлический уклон и потери напора достигаются при концентрации $S=35\%$; минимальному требуемому гидравлическому уклону соответствует максимальный расход по нефти; максимальный расход по нефти соответствует расходу смеси для рабочей зоны центробежных насосов.

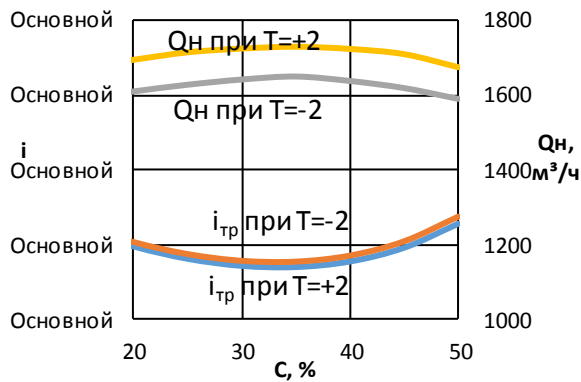


Рис.4. Зависимость гидравлического уклона и объемного расхода по нефти от концентрации разбавителя

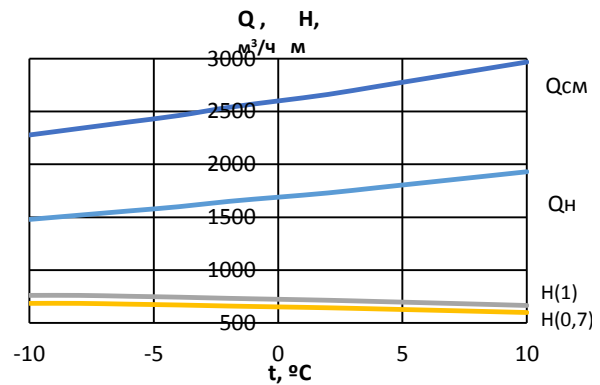


Рис. 5. Объемный расход и напор станции при оптимальной концентрации разбавителя

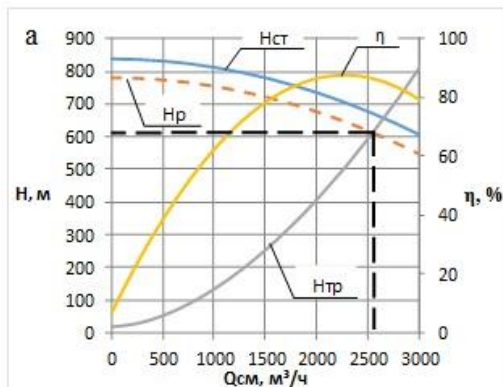
Это значение, как показывают расчеты, является оптимальным для всего рассмотренного диапазона температур смеси от -10°C до 10°C .

При этом с повышением температуры до 10°C объемный расход смеси увеличивается практически до $1,2 \cdot Q_{\text{ном}}$, т.е. до верхней границы рабочей зоны центробежных насосов (Рис.5). С понижением температуры до -10°C и соответствующим увеличением вязкости значения объемного расхода смеси и нефти уменьшаются на 30%, так как требуемый гидравлический уклон достигается при меньших значениях объемного расхода смеси и нефти. Соответствующее увеличение напора составляет 14%.

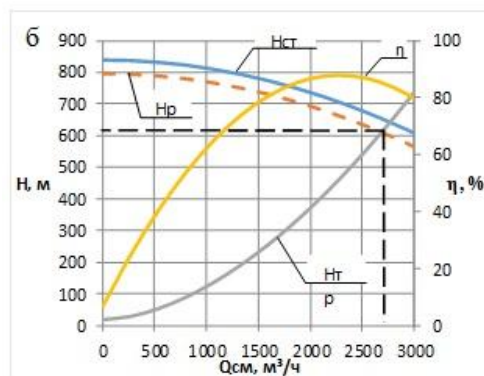
В диапазоне температур смеси ($-2 \div 2$) $^{\circ}\text{C}$ расходы и напор изменяются незначительно: соответственно на 4,5% и 2,5%.

Напор, создаваемый насосами с рабочими колёсами на номинальную подачу, превышает требуемый для перекачки напор станции на (7÷10)% и для уменьшения напора необходимо использовать один из методов бесступенчатого регулирования режимов работы трубопровода (Рис. 6).

За счет регулирования рабочая точка на совмещенной характеристике станции и трубопровода находится в рабочей зоне центробежных насосов и соответствует необходимой величине напора ($H_{\text{ст}} = 613\text{м}$), а гидравлический уклон равен требуемому для оптимальной концентрации 35%.



а – для температуры -2°C ;



б – для температуры 2°C

Рис. 6. Совмещенная характеристика станции и трубопровода

На основе анализа результатов численного исследования процесса перекачки высоковязкой нефти с газоконденсатом можно сделать следующие выводы:

- требуемые условия перекачки смеси по действующему трубопроводу выполняются в широком диапазоне температур при различной концентрации разбавителя;
- оптимальное значение концентрации разбавителя равно 35%, так как при этом значении обеспечивается максимальный расход по нефти Русского месторождения;
- напор станции превышает требуемый и может быть уменьшен, например, путем регулирования режимов работы трубопровода;
- в результате регулирования рабочая точка на совмещенной характеристике станции и трубопровода соответствует расчетному значению напора и находится в зоне максимальных КПД.

Список литературы

1. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт высокозастывающих нефтей с жидкими углеводородными разбавителями / Р. А. Алиев, Э. М. Блейхер. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1970. – 88 с.

2. Трясцин, Р. А. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в смеси с газоконденсатом при пониженных температурах : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Р. А. Трясцин. – Тюмень, 2006. – 148 с.

УДК 621.391

Клунная К.В.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА СКЛАДА ГСМ

УМТО ООО «Газпром добыча Надым», г. Надым, ЯНАО

Аннотация: В настоящее время все большее внимание уделяется процессам, связанным с ГСМ. Именно поэтому в представленной статье проведен анализ актуального вопроса повышения эффективности технологии противокоррозионной защиты резервуарного парка склада ГСМ. Методология исследования – анализ научной литературы по данной проблеме, а также практического отечественного опыта.

Annotation: Currently, more attention is paid to the processes associated with fuel. That is why in the present article an analysis of the topical issue of increasing the effectiveness of the anti-corrosion protection technology of the fuel storage depot fleet has been carried out. The research methodology is the analysis of the scientific literature on a given problem, as well as practical domestic experience.

Ключевые слова: эффективность, противокоррозионная защита, резервуар, парк, склад, ГСМ, повышение.

Keywords: efficiency, anticorrosive protection, reservoir, park, warehouse, fuel, increase.

Повышение эффективности технологии противокоррозионной защиты резервуарного парка склада горюче-смазочных материалов является одним из важнейших аспектов обеспечения безопасного функционирования и эксплуатации таких систем хранения. Очень важно вовремя производить необходимые меры, которые позволят предотвратить возникновение коррозии. Каким образом можно повысить эффективность технологических процедур, направленных на борьбу с такими повреждениями резервуаров на складе ГСМ?

Требуется производить регулярный осмотр резервуаров, эксплуатируемых нефтехранилищем. Это позволит своевременно диагностировать появившиеся коррозионные повреждения, а также, систематически принимать меры, препятствующие их возникновению, что увеличит срок эксплуатации парка склада ГСМ. [1]

Коррозия на металлических резервуарах возникает вследствие химического воздействия внешних раздражителей на материал. Наиболее часто она появляется из-за повышения температуры вещества, находящегося в ёмкости с резервуаром.

Соответственно, необходимо тщательно следить за температурными показателями горюче-смазочных материалов. В профилактических целях, рекомендуется производить контроль за их температурой на регулярной основе. Это позволит увеличить уровень эффективности технологии противокоррозионной защиты резервуарного парка склада ГСМ. [2]

Существуют регламентированные требования к выполнению процедуры защиты строительных конструкций от коррозии. Они определяют порядок осуществления подготовки внутренней и внешней поверхности резервуаров, выбора защитного покрытия и способа его нанесения, контроля за целостностью стенок конструкции и возможным появлением следов коррозии.

Если производить противокоррозионную защиту в соответствии с данными требованиями, это позволит предотвратить повреждение резервуара и противодействовать поражению даже самыми агрессивными внешними раздражителями, что, в свою очередь, повысит уровень эффективности технологии осуществления данной процедуры.

Защитить резервуары от поражения коррозией можно при помощи правильной подготовки их поверхности перед началом использования, отвечающей всем техническим стандартам.

Использование специальных прокладок, клеев и лакирующих веществ позволит предотвратить попадание на металлическую основу резервуара влаги, которая также является одной из распространённых причин появления коррозии.

Резервуары парка склада ГСМ нуждаются в зачистке от остатков нефтепродуктов. Если её не произвести, то оставшиеся вещества выступят в качестве раздражителя, провоцирующего появление коррозионных повреждений.

Наиболее эффективным способом зачистки резервуаров является использование гидроструйного оборудования и специальных растворителей, нейтрализующих остатки нефтепродуктов в труднодоступных местах.

После завершения процедуры, рекомендуется сразу защитить поверхность резервуара дополнительным покрытием, которое будет противодействовать агрессивным внешним раздражителям. Резервуары парка склада ГСМ требуют зачистки в профилактических целях два раза в год, даже если после выкачки нефтепродуктов на их внутренних стенках нет видимых следов повреждения коррозией.

Также, достаточно высокой степенью эффективности обладает технология противокоррозионной защиты резервуарного парка склада ГСМ, производимая при помощи покрытия основной металлической части резервуара газотермическим напылением.

Таким образом, по его поверхности распределяется дополнительный защитный слой из более стойкого к внешним раздражителям металла (к примеру, нержавеющей стали или цинка). Такой метод защиты резервуаров нефтехранилищ получает всё большее распространение, так как его использование довольно эффективно защищает их от возникновения коррозионных повреждений.

Однако, стоит отметить, что нанесение газотермического напыления эффективно только в случае полной исправности резервуара и предварительного производства его внутренней очистки. Также, усовершенствовать технологию коррозионной защиты резервуарного парка склада ГСМ с использованием способа газотермического напыления можно при помощи применения комплексных мер, которые позволят укрепить защитное покрытие материала и предотвратить возможное появление на нём повреждений. [3]

Высоким уровнем устойчивости к коррозионным повреждениям обладает хром.

Покрытие данным материалом внутренних стенок резервуара позволит обеспечить длительную эксплуатацию данной системы хранения. Однако, в промышленных масштабах нефтехранилищ, покрытие резервуаров хромом является достаточно дорогостоящей процедурой, поэтому на складах ГСМ данный метод используется редко. При этом хромирование поверхности резервуара гарантирует довольно длительную защиту от возникновения коррозионных повреждений.

По этой причине затраты на такую обработку резервуаров гарантируют высокую эффективность защиты их от коррозии на длительный период. После производства данной процедуры, потребуется просто регулярно проверять целостность поверхности резервуаров, дополнительное покрытие другими защитными материалами не требуется, что является преимуществом такой технологии. [4]

В случае применения недостаточно эффективной технологии противокоррозионной защиты резервуарного парка ГСМ компания-собственник нефтехранилища может потерпеть достаточно крупные финансовые и ресурсные убытки. При повреждении резервуаров требуются повторные денежные затраты на их замену, производство процедуры покрытия защитными материалами, также, возможна порча горюче-смазочных материалов, которые в них находились.

Соответственно, необходимо разработать усовершенствованную, наиболее эффективную технологию противокоррозионной защиты резервуарного парка склада ГСМ, которая будет отличаться прочностью и максимально корректной стоимостью используемых материалов.

Стоит отметить, что наиболее эффективной является технология противокоррозионной защиты, при которой принимаются комплексные меры противодействия внешним раздражителям, провоцирующим появление повреждений: зачистка, покрытие внутренних стенок резервуара слоем защитного материала, систематический контроль температуры веществ, хранящихся в нём, так как данный фактор также может способствовать появлению коррозии. [5]

Действенная защита резервуарного парка склада ГСМ от коррозионных повреждений является важным аспектом обеспечения безопасного и эффективного функционирования нефтехранилищ. Она должна осуществляться в соответствии с общепринятыми правилами технической эксплуатации металлических резервуаров.

Важнейшим аспектом технологии противокоррозионной защиты профилактического характера является регулярная диагностика состояния резервуаров с нефтепродуктами. Она позволяет не только начать производство мер противокоррозионной защиты, а и предотвратить распространение повреждений, если они были замечены на ранней стадии появления.

Список литературы

1. Вопросы эксплуатационной надежности резервуаров на нефтеперерабатывающих заводах / В. Л. Березин [и др.]. - Москва : ЦНИИТ Энефтехим, 2014. - 67 с.
2. Березин, В. Л. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов / В. Л. Березин, В. Е. Шутов. – Москва : Недра, 2013. - 200 с.
3. Галеев, В. Б. Эксплуатация стальных вертикальных резервуаров в сложных условиях / В. Б. Галеев. – Москва : Недра, 2015. - 149 с.
4. Гималетдинов, Г. М. Способы очистки и предотвращения донных отложений в резервуарах / Г. М. Гималетдинов, Д. М. Саттарова. – Уфа : ИПТЭР, ТРАНСТЭК, 2013. - 158 с.
5. ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие правила и требования. – Взамен ГОСТ 31385-2008 ; введ. 2017-03-01. – Москва : Стандартинформ, 2016. – 91 с.

МОНИТОРИНГ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК МАГИСТРАЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

Аннотация: В статье рассмотрены методы анализа технического состояния насосных агрегатов и линейной части, посредством мониторинга эксплуатационных характеристик по данным автоматизированной системы диспетчерского контроля и управления транспортом нефти.

Abstract: The article discusses the methods of analyzing the technical condition of pumping units and the linear part, through the monitoring of operational characteristics according to the data of an automated system for dispatch control and management of oil transportation.

Ключевые слова: мониторинг, СДКУ, характеристики магистральных агрегатов, вибрации, техническое состояние

Keywords: monitoring, SDKU, characteristics of main units, vibration, technical condition

В соответствии с «Энергетической стратегией России до 2020 года» (утверждена Правительством РФ в 2003 г.) задача разработки универсальных систем анализ надежности нефтегазовых объектов, действующих в режиме реального времени и позволяющих осуществлять контроль и управление при различных уровнях и в масштабах систем, является задачей первого приоритета по повышению надежности и безопасности систем энергетики.

Увеличение объемов транспорта и хранения углеводородов и возрастающая технологическая сложность опасных производственных объектов требует разработки множества независимых многокритериальных систем анализ, основанных на различных научных подходах.

Проблемы повышения надежности и эффективности эксплуатации тесно связаны с задачей снижения производственных затрат на проведение ремонтно-восстановительных мероприятий, а также отказов оборудования. Значительное повышение стоимости ремонтно-восстановительных работ, запасных частей и перерасход\недорасход электроэнергии диктует необходимость внедрения новых современных технологий технического обслуживания оборудования.

Важная роль в решении задач по повышению эффективности и надежности нефтетранспортных предприятий отводится оперативному, достоверному анализу эксплуатационных параметров нефтеперекачивающих агрегатов. Для полного и эффективного использования технического ресурса необходимо учитывать индивидуальные качества каждого отдельного агрегата, имея в виду, что магистральные насосы — это энергоемкие агрегаты, правильная эксплуатация которых позволяет значительно повысить эффективность перекачки. В этих условиях важно иметь методы и средства для оценки технического состояния конкретного агрегата в любой момент времени для прогнозирова-

ния его остаточного ресурса и определения параметров состояния. Эти задачи в настоящее время решаются методами и средствами технического диагностирования, позволяющими определить состояние работы машины без ее разборки. Применение методов технической диагностики к насосным агрегатам магистральных нефтепроводов позволяет получить большой экономический эффект на сокращении ремонтных работ, более полном использовании потенциальных возможностей оборудования, создает условия для экономии расходуемой на перекачку электроэнергии. Техническая диагностика позволяет перейти к обслуживанию агрегатов по их текущему техническому состоянию.

В основном применяют три метода технического диагностирования насосного оборудования: визуальный (установка оптических трубок, световодов к основным контролируемым деталям агрегата); параметрический (регистрация параметров рабочего процесса, например, давления, подачи, наличия железа, примесей в маслосистеме и др.); вибрационный (регистрация в процессе работы агрегата спектра акустических колебаний и спектра вибраций его элементов).

К недостаткам визуального метода относят невозможность иметь доступ к наиболее важным деталям агрегата в процессе его работы и сложность световодной техники. Параметрический метод не всегда дает возможность определить причины неполадок и их местонахождение. Наибольшее распространение получил вибрационный метод. Обычно осуществляются одновременно акустическая и вибрационная диагностики. Если первая позволяет судить о состоянии агрегата в целом и его гидродинамическом совершенстве, то вторая позволяет контролировать состояние его узлов. Статистика показывает, что в 70 % случаев техническое состояние узлов агрегата определяется характеристиками их вибрации, а в 90 % случаев выхода из строя машины ему предшествует возрастание уровня вибрации. Поэтому такой способ диагностирования весьма информативен.

Помимо всех вышеперечисленных методов анализ и диагностики технического состояния агрегатов и трубопроводов в данной работе используется параметрический метод функциональной или технической диагностики, который включает в себя контроль за технологическими параметрами процессов перекачки.

Основу метода составляет расчет характеристик (базовых) трубопровода и последующее сопоставление результатов расчета с фактическими характеристиками трубопровода. Отклонение выходных параметров от базовых свидетельствует об изменении технического состояния объекта, формирующего данный параметр. Практическое внедрение метода связано с созданием автоматизированных вычислительных средств, способных производить такую диагностику с необходимой быстротой и точностью. Бесспорными достоинствами метода является отсутствие непосредственного воздействия на трубопровод, что не всегда возможно при использовании других методов. К недостаткам можно отнести необходимость учета влияния многочисленных параметров, влияющих на результат.

Практика эксплуатации магистральных насосных агрегатов показывает, что в отдельных случаях, при работе на рекомендованных заводом изготовителем производительностях и давлениях, магистральные насосы работают с повышенной и иногда недопустимой вибрацией, в то время как при других условиях, и даже, при работе за пределами областей подач, рекомендованных заводом, насосы имеют низкие уровни вибрации и могут эксплуатироваться безаварийно в течение длительного времени.

В данной работе рассматривается метод анализ технического состояния НА и линейной части по данным СДКУ (автоматизированная система диспетчерского контроля и управления транспортом нефти по магистральным нефтепроводам).

При анализе рабочих режимов НПС "Каштан" НМ 10000-210 магистрального нефтепровода "Анжеро-Судженск - Красноярск" Ду 1000мм, были отобраны режимы с разными значениями производительности и давления на входе, для более наглядного анализа получившихся результатов. После введения массива данных в Microsoft Excel сформирована диаграмма «поверхность». Данное наблюдение показывает, что выходя из области разрешенной работы НА по паспортным характеристикам мы можем уйти от повышенной вибрации изменяя давление на входе в насос или производительность перекачки. Если планируется вести перекачку на определенной производительности можно увидеть с каким уровнем вибрации будет работать тот или иной агрегат, и соответственно, поставить в работу агрегат с более низким уровнем вибрации.

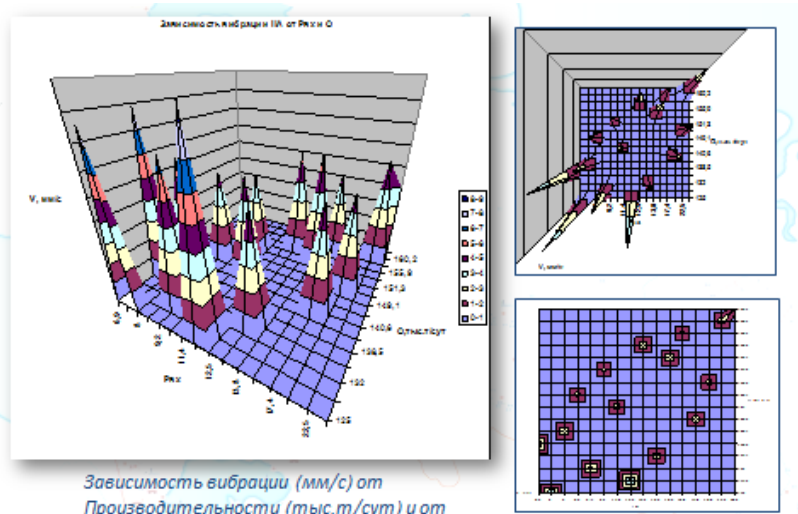


Рис. 1. Зависимость вибрации от производительности

На следующем графике (рис.2) видно, что области допустимых значений вибрации находятся за пределами номинальных подач. Это говорит о том, что работа в областях за пределами номинального диапазона так же возможна без превышения допустимых значений вибрации, но подобная картина для каждого агрегата индивидуальна. Знание особенностей поведения каждого агрегата позволяет избежать отказов оборудования.

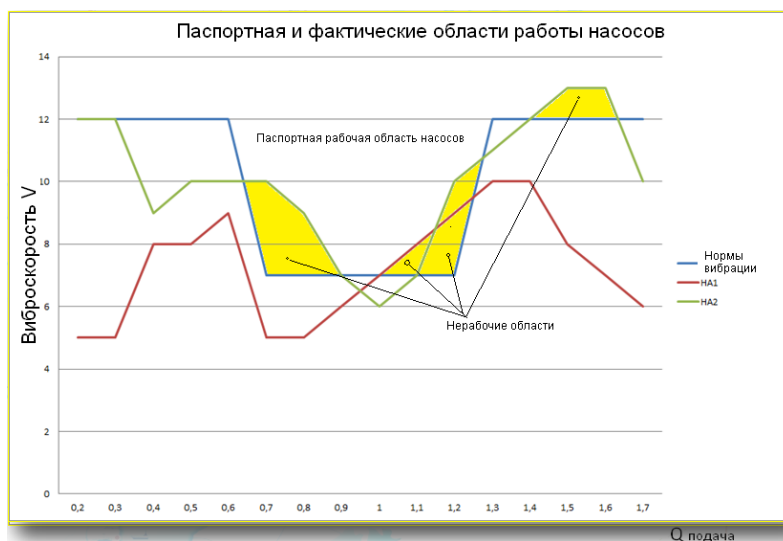


Рис. 2. Паспортная и фактические области работы насосов

Исходя из работы текущего исследования можно сделать вывод, что анализ эксплуатационных характеристик магистральных насосных агрегатов по данным СДКУ позволяет:

- анализировать и прогнозировать текущее фактическое техническое состояние насосного оборудования, что позволит избежать аварий и инцидентов, связанных с выходом из строя оборудования.
- опытным путем строить области допустимых эксплуатационных параметров для каждого насосного агрегата;
- расширить диапазон допустимых характеристик использования насосов, что открывает дополнительные технологические возможности при эксплуатации нефтепроводов;
- избегать работы насосного оборудования при неблагоприятных сочетаниях параметров, что существенно сокращает вероятность отказов насосного оборудования;
- своевременно выводить из работы насосное оборудование для обслуживания и ремонта, тем самым продляя его ресурс.
- масштабное внедрение позволит выполнять постоянный анализ и мониторинг возможных причин изменения характеристик и будет способствовать эффективной эксплуатации всех объектов нефтепроводов - своевременный вывод из работы насосное оборудование для обслуживания и ремонта, тем самым продляя его ресурс.

Список литературы

1. Колпаков, Л. Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов / Л. Г. Колпаков. – Москва : Недра, 1985. - 184 с.
2. Колпаков, Л. Г. Кавитация в центробежных насосах при перекачке нефти и нефтепродуктов : учебное пособие / Л. Г. Колпаков, Ш. И. Рахматуллин. – Москва : Недра, 1980. -144 с.

3. Колпаков, Л. Г. Некоторые вопросы экономической эксплуатации магистральных трубопроводов в период их выводов на проектную производительность / Л. Г. Колпаков, В. И. Еронен, В. Г. Володин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1996. - № 10.

4. Колпаков, Л. Г. Причины снижения КПД магистрального насоса НМ 10000-210 по сравнению с паспортным / Л. Г. Колпаков // Деп. в ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШЕ. - 20.04.91. - № 2151.

5. Методика расчета напорных характеристик и пересчета параметров центробежных насосов магистральных нефтепроводов при изменении частоты вращения и вязкости перекачиваемой жидкости : РД 39-30-990-84 : утв. МНП 29.12.83. – Уфа : ИПТЕР, 1983. – 90 с.

6. Аналитический расчет режимов работы насосных агрегатов магистральных нефтепроводов. Лопастные насосы : учебное пособие / под ред. Л. П. Грянко. – Санкт-Петербург : ЛПИ, 1975. - 432 с.

7. Методика оценки эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов : РД 39-0147103-342-89 : утв. Главтранснефть 24.09.1987 : введ. в действие с 01.01.1989. –Уфа : ИПТЕР, 1999. - 72 с.

8. Энергосбережение при эксплуатации насосных установок (регулируемый привод и гидромурфта / А. А. Кисляков [и др.] // Нефтегазовый терминал : сборник научных статей Международной научно-технической конференции / под общ. ред. С. Ю. Подорожникова. – Тюмень, 2015. - С. 102-108.

УДК: 553.9

Комова А.Ф.

РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Сосновское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»,
п. Сосновка, ХМАО, Россия

Аннотация: Повышение эффективности работы объектов газотранспортной сети является одним из наиболее актуальных направлений дальнейшего развития отрасли в целом. В данной статье приводится аналитический обзор способов повышения эффективной работы газотранспортных систем за счет снижения технологических затрат на работу оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов.

Annotation: Improving the efficiency of the gas transmission network facilities is one of the most topical ways for the industry to further develop as a whole. In this article, an analytical review of ways to improve the efficiency of gas transmission systems by reducing the cost of operating the equipment of compressor stations of main gas pipelines.

Ключевые слова: газ, компрессорная станция, энергоэффективность.

Keywords: gas, compressor station, energy efficiency.

Повышение эффективности работы объектов газотранспортной сети является одним из наиболее актуальных направлений дальнейшего развития отрасли в целом. В данной статье приводится аналитический обзор способов повышения эффективной работы газотранспортных систем за счет снижения технологических затрат на работу оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов.

Статья содержит информацию о путях снижения затрат топливо - энергетических ресурсов на собственные нужды объектов газовой отрасли. Рассмотрены основные методы снижения расхода топливного газа и электроэнергии. Приведенный анализ позволяет подобрать наиболее подходящий метод повышения эффективности для конкретного объекта.

Газовая отрасль России является одной из наиболее значимых для развития экономики страны. На сегодняшний день Газотранспортная система (далее ГТС) России находится в постоянном развитии, обеспечивая поставки газа от месторождений к потребителям. ГТС включает в себя сеть магистральных газопроводов (далее МГ) и подземные хранилища газа.

Одним из основных элементов в составе МГ являются компрессорные станции, состоящие из одного или нескольких компрессорных цехов (КЦ), в которых установлены газоперекачивающие агрегаты (ГПА) (рис. 1).

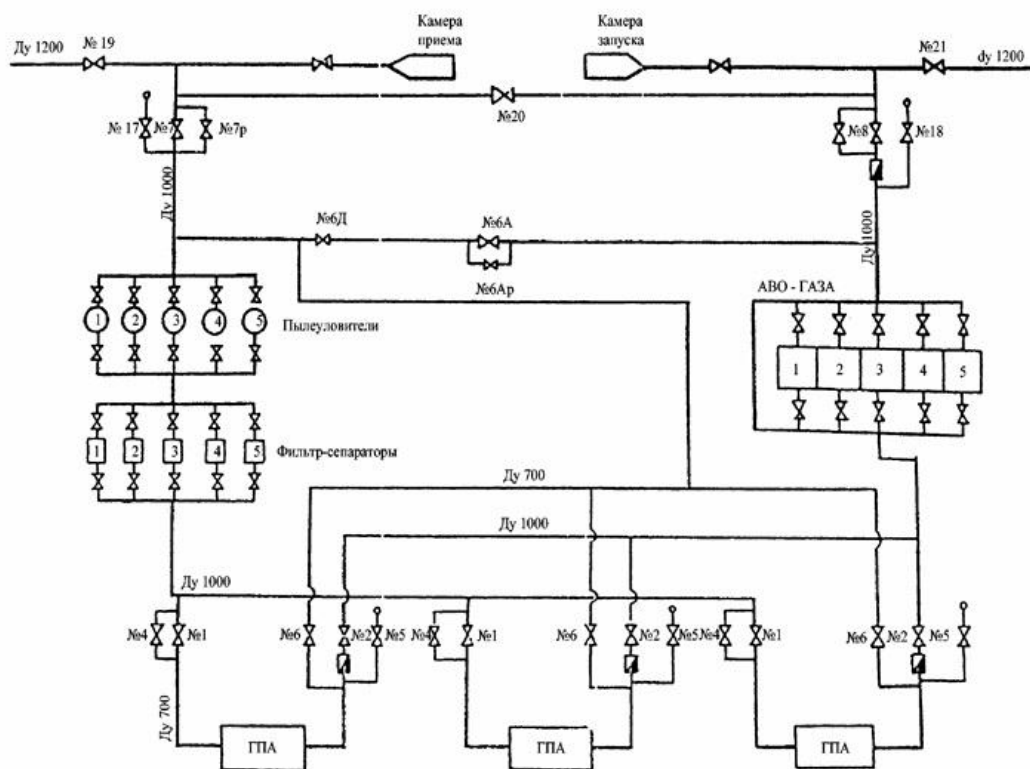


Рис.1. Принципиальная схема КЦ с параллельной обвязкой нагревателей

В настоящее время затраты, связанные с энергосбережением, значительно меньше капиталовложений в освоение новых месторождений, кро-

ме этого удельный вес энергетических затрат в себестоимости газа достиг в настоящее время примерно 20 % и, по мере роста цен на энергоресурсы, этот показатель будет только возрастать.

Анализ потребления природного газа на сегодняшний день показывает, что ряд газопроводов ГТС страны работает на режимах с пониженной нагрузкой, что сказывается на их эффективности. Поэтому требуется разработка специальных мероприятий по снижению энергоёмкости транспорта газа.

Величина средних удельных энергетических затрат на российских газопроводах примерно на 50+70 % превышает эти затраты на ряде зарубежных газопроводов, что указывает на существенный ресурс энергосбережения.

Как показывает анализ, за счет снижения энергозатрат при транспорте газа может быть получено около 60 - 70 % объемов энергосбережения в отрасли (см. табл. 1) [2]. В свою очередь, большая часть (~80 %) затрат связана с работой оборудования компрессорных станций. Данная величина имеет весомое значение, что ещё раз подтверждает актуальность проведения анализа направлений повышения энергоэффективности объектов КС.

К наиболее эффективным мероприятиям по экономии топливного газа следует отнести оптимизацию режима работы КС, компрессорных цехов, ремонт и техническое обслуживание оборудования КЦ, а также совершенствование технологических операций и уменьшения технологических потерь газа.

Таблица 1

Общепромышленный потенциал энергосбережения

№ п/п	Подотрасли	Снижение энергозатрат	
		Тыс. т.у.т./год	%
1	Транспорт газа	6000	69,7
2	Распределение газа	650	7,5
3	Электротеплоснабжение	645	7,5
4	Добыча газа, конденсата и нефти	600	7,0
5	Переработка газа, конденсата и нефти	400	4,6
6	Подземное хранение газа	300	3,5
7	Бурение и капитальный ремонт скважин	15	0,2
ВСЕГО:		8610	100

Оптимизация режима работы КС осуществляется за счет распределения нагрузки между компрессорными цехами и строительства межцеховых переключателей.

Оптимизация режимов работы компрессорных цехов включает в себя оптимизацию режимов работы ГПА (газоперекачивающих агрегатов). Целью этих мероприятий является повышение объемов перекачки газа че-

рез более технологичные ГПА, соблюдая при этом заданную величину суммарного расхода газа через все центробежные нагнетатели компрессорного цеха. При данном виде оптимизации необходимо учитывать, что наиболее оптимальным режимом является работа минимального количества газоперекачивающих агрегатов. Для контроля расхода за топливо - энергетическими ресурсами необходимо внедрять современные средства автоматического управления ГПА.

Своевременное техническое обслуживание оборудования и его модернизация также способствуют снижению энергетических затрат на работу системы. Частным случаем уменьшения расхода топливного газа являются мероприятия по снижению гидравлического сопротивления выхлопного тракта газотурбинной установки, что приводит к увеличению мощности ГТУ при том же расходе ТЭР. Помимо этого, уменьшение радиальных зазоров проточной части осевых компрессоров повышает КПД данного узла в составе ГТУ, что положительно сказывается на энергоэффективности оборудования.

Значительная доля природного газа при транспортировке расходуется при проведении различных ремонтных работ. В этом случае повышение эффективности можно достичь за счет сокращения количества вынужденных остановок ГПА. Экономия при этом достигается путем уменьшения расхода пускового и топливного газа, а так же за счет уменьшения stravливания газа из контуров центробежных нагнетателей. Кроме этого, необходимо брать во внимание внедрение новых, экономически обоснованных схем продувки пылеуловителей, что исключает сброс газа в атмосферу.

Перевод ГПА на электрический пуск также позволяет сэкономить некую долю ТЭР на работу оборудования.

В условиях снижения загрузки магистральных газопроводов, работы на пониженных режимах, отдельного внимания заслуживает вопрос замены проточной части центробежных нагнетателей в составе ГПА. Данное мероприятие позволяет согласовать характеристики ГПА и МГ, для получения наиболее оптимального режима работы оборудования.

Опыт использования ГПА с газотурбинным приводом показывает, что очень часто имеют место безвозвратные потери тепла, образующегося в камере сгорания ГТУ. Значительная его часть теряется с отработанными продуктами сгорания с температурой в 400 - 500°C. Таким образом, уменьшение этих потерь является важной задачей как в при эксплуатации, так и на стадии проектирования.

Одним из эффективных методов является применение различного рода теплоутилизационных установок в выхлопном тракте ГТУ. Получаемое тепло можно использовать для отопления и горячего водоснабжения помещений, прилегающих населённых пунктов и т.д.

Тепловая мощность утилизационных установок зависит от множества факторов: типа и конструкции газотурбин, режима их работы, темпе-

ратуры окружающего воздуха, конструктивных размеров выхлопного тракта, а также типа и конструкции утилизаторов и т.д.

Помимо природного газа на собственные нужды объекты газотранспортной сети России потребляют весомое количество электроэнергии.

Учитывая, что основной потребитель энергоресурсов при транспортировке газа - компрессорные станции (КС), то проблематика снижения энергозатрат в отрасли прежде всего должна быть сосредоточена на увеличении эффективности их работы [5, 6]. Расход газа в качестве топлива во многом зависит от типа и количества ГПА (газоперекачивающих агрегатов), которые являются частями технологического процесса компримирования, а также режимами работы отдельно взятых агрегатов. Задача выбора схемы компримирования является сложной по причине индивидуальности агрегатов и их разного технического состояния.

Рассмотрим задачу, целью которой будет повышения эффективности регулирования систем компримирования технологического газа на КС МГ (магистральных газопроводов) для снижения затрат электроэнергии при магистральной транспортировке газа. Пусть по МГ транспортируется газ с известным расходом q_0 , который приведен к стандартным условиям. В рамках технологического решения, принятого диспетчером, по трассе магистрального газопровода определяется и устанавливается определенное распределение степеней компримирования газа между разными КС. Выделим каждую КС, реализующую степень повышения давления ε_0 . Пусть β - число последовательно работающих ступеней сжатия на данной КС [5], - α ГПА, совершающих работу параллельно в каждой ступени. В этом случае режимы работы КС характеризуются набором величин $\{n_{ij}\}$ [7,8], где n_{ij} - частота вращения ротора i -го ГПА j -й ступени сжатия ($i = 1, 2, \dots, \alpha; j = 1, 2, \dots, \beta$). Появляется вопрос о возможности изменения и регулирования режима работы КС так, чтобы, не подвергая изменению величины ε_0 , уменьшить затраты электроэнергии на транспорт удельного объема газа для данной КС [8, 9]. Решение данной задачи выполняется через алгоритм определения оптимального набора $\{n_{ij}\}$ при заданных условиями перекачки значениях q_0 и ε_0 . Определив с помощью этого алгоритма, насколько текущий режим перекачки не соответствует оптимально возможному, диспетчер, опираясь на результаты вычислений и имеющуюся у него дополнительную информацию, может сделать решение о неизменности режима или же изменить его определенным образом. Оптимальный режим работы КС определяется из условия одинаковой загруженности отдельных агрегатов на различных ступенях повышения давления [9]. В случае, когда все ступени сжатия КС оборудованы однотипными ГПА, получим:

$$\text{при } \beta = 2 \rightarrow \varepsilon_1 = \left[\frac{\varepsilon_0^{\alpha} + 1}{2} \right]^{\frac{1}{\alpha}}, \varepsilon_2 = \varepsilon_0 / \varepsilon_3 \quad (1)$$

$$\text{при } \beta = 3 \rightarrow \varepsilon_1 = \left[\frac{\varepsilon_0^a + 2}{3} \right]^{\frac{1}{a}}, \varepsilon_2 = [(2 * \varepsilon_0^a + 2)]^{\frac{1}{a}}, \varepsilon_3 = \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_1 * \varepsilon_2} \quad (2)$$

где $a = 0,29$; j – степень сжатия агрегатов j -й ступени ($j = 1, 2, 3$).

Объемная производительность каждого агрегата в приведенных стандартных условиях.

$$q_1 = \frac{q_0}{\alpha} \quad (3)$$

Производительность при начальных условиях j -й ступени

$$q_{Vj} = \frac{q_1 * p_0 * T_j * z_j}{p_j * T_0} \quad (4)$$

где p_0 и T_0 – давление и температура в стандартных условиях; p_j и T_j – давление и температура на входе в j -ю ступень; $z_j = 0,9$ – сжимаемость газа на входе в j -ю ступень [10].

Для получения решения задачи оптимизации необходимо определить частоту вращения n_j агрегатов j -й ступени, обеспечивающая необходимую степень повышения давления j , определяемую по зависимостям (1) или (2) при расходе q_{Vj} , $n_j = n_{1j} = n_{2j} = \dots = n_{oj}$. Для этого методом последовательных приближений решается относительно n_j уравнение

$$\varphi(q_{Vj}, n_j) = \varepsilon_j \quad (5)$$

где $\varepsilon = (q_v, n)$ – характеристика нагнетателя.

На практике можно воспользоваться следующими характеристиками:

$$\varepsilon = f(Q, N) \quad (6)$$

$$N = \frac{n}{n_H} = \left[\frac{z_{\text{пр}} * T_{\text{впр}} * R_{\text{пр}}}{z_{\text{в}} * T_{\text{в}} * R_{\text{в}}} \right]^{0.5} \quad (7)$$

$$Q = \frac{q_{\text{в}} * n_H}{n} \quad (8)$$

где n_H – номинальная частота вращения; $T_{\text{впр}} = 288 \text{ К}$; $R_{\text{пр}} = 50 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; $z_{\text{пр}} = 0,91$; $T_{\text{в}}$, $R_{\text{в}}$, $z_{\text{в}}$ – соответственно температура, газовая постоянная и сжимаемость газа на входе.

При проведении численных расчетов по оптимизации режимов работы КС приведенные характеристики нагнетателей (зависимости приведенной относительной внутренней мощности и политропического коэффициента полезного действия от приведенной объемной производительности) следует представить в виде регрессионной аналитической зависимости $\varepsilon = f_i(Q)$ при N

= Ni. Тогда для значения N, принадлежащего интервалу [Ni, Ni+1], величина ε определяется при помощи линейной интерполяции

$$\varepsilon = f_i(Q) + \frac{[f_{i+1}(Q) - f_i(Q)] * (N - N_i)}{N_{i+1} - N_i} \quad (9)$$

Перейдем к безразмерным переменным

$$\varepsilon_c = (\varepsilon - \varepsilon_0) * d_2; Q_c = (Q - Q_1) * d_1; \varepsilon_c = f_c(Q_c) \quad (10)$$

где Q₁ – наименьшее значение расхода, от которого начинаются кривые характеристики нагнетателей; 0 –наименьшее значение степени сжатия характеристик нагнетателей; d₁ и d₂ – характерные масштабы по осям Q и ε

Представленные характеристики нагнетателей можно описать зависимостями

$$\varepsilon' = a_i * Q_c + b_i * Q_c^{m_i-1} \quad (11)$$

$$\varepsilon' = \varepsilon_{c1i} - \varepsilon_c, \varepsilon_{c1i} = f_c(Q_{c1}) \quad (12)$$

где a_i, b_i m_i – параметры

Для определения параметров a_i, b_i m_i представим зависимости (11)–(12) в виде

$$Y = a_i + b_i * X \quad (13)$$

$$Y = \frac{\varepsilon'}{Q_c X} = Q_c^{m_i} \quad (14)$$

Задаваясь различными значениями величины m, можно определить Y и X, после чего построить графики характеристик нагнетателей = f i(Q) в координатах Y и X. При этом выбирается такое значение m_i, при котором график представляет собой прямую. По расположению этой прямой на координатной плоскости согласно (13)–(14) и определяются коэффициенты a и b. Зная a, b и m, легко получить зависимость от Q:

$$\varepsilon = \varepsilon_0 * \varepsilon_{1i} * d_2 - \left\{ a_i + b_i * \left[\frac{Q - Q_1}{d_1} \right]^{m_i} * \left[\frac{Q - Q_1}{d_1} \right] \right\} * d_2 \quad (15)$$

Результаты расчетов по предложенной методике (оптимальной частоты вращения n_j по известным значениям q₀ и 0 для = 2) показывают реальный путь повышения эффективности работы КС с учетом требований промышленной безопасности, благодаря увеличению суммарного политропического коэффициента полезного действия.

Решение задач повышения эксплуатационных показателей и снижения энергозатрат при транспорте газа требует изучения и анализа процес-

сов, происходящих в энерготехнологическом оборудовании КС, а так же знания устройства этого оборудования.

Данный анализ показывает о необходимости проведения мероприятий по повышению энергоэффективности объектов газотранспортной системы России. Рассмотренные направления снижения энергозатрат ГТС могут быть применены как на стадии проектирования новых магистральных газопроводов, так и в процессе реконструкции и модернизации существующих объектов, с учетом особенностей работы конкретного объекта.

Список литературы

1. Байсков, И. Р. Методы повышение энергоэффективности транспорта природного газа по трубопроводам / И. Р. Байсков, С. В. Кетаев, И. А. Шамазов. – Санкт-Петербург : Недра, 2008. – 439 с.
2. Болоусов, В. Д. Транспорт нефти и газа трубопроводный / В. Д. Болоусов, Э. М. Блэйхар, А. Г. Немуров. – Москва : Недра, 1978. - 407 с.
3. Вертесов, А. Г. Диагностика и обеспечение расчетов сжатия газа на КС / А. Г. Вертесов, А. С. Лосатин // Газовая промышленность. - 2012. - № 3 (674). - С. 59-62.
4. ГОСТ 28775-90. ГПА с газотурбинным приводом. Общие технические условия. - Введ. 01-01-1992. – Москва : Стандартинформ, 2005. - 11 с.
5. Калининко, А. Ф. Анализ эффективности работы систем сжатия КС / А. Ф. Калининко, В. В. Кечатов, А. Ю. Топоров // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2009. – № 4. – С. 85-95.
6. Калинин, А. Ф. Расчет, регулирование и оптимизация режимов работы газоперекачивающих агрегатов / А. Ф. Калинин. – Москва : МПА - Пресс, 2011. - 264 с.
7. Магистральные трубопроводы. Часть I. Газопроводы : ОНТП 51 - 1 – 8. - Введ. 29.10.1985. – Москва : Мингазпром, 1985. – 222 с.
8. Энергосберегающие технологии транспорта газа / Б. П. Поршаков [и др.]. – Москва : РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2014. – С. 154-162.
9. Методика проведения энергоаудита компрессорной станции, компрессорных цехов с газотурбинными и электроприводными ГПА : СТО Газпром 2-1.20-122-2007 : утв. и введ. в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 15.11.2007. – Москва : ВНИИГАЗ, 2007. – 122 с.
10. Тухбатулов, Ф. Г. Реализация работы КС в рамках промышленной безопасности техногенных объектов / Ф. Г. Тухбатулов, А. М. Королук, Ю. В. Колотилово // Территория нефтегаз. - 2015. - № 6. - С. 110-112.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА ПОСРЕДСТВОМ АНАЛИЗА СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

Аннотация: В статье рассматривается проблема оптимизации работы резервуарного парка, анализируются различные параметры современного оборудования для транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. В работе рассматривается увеличение объема резервуарного парка. Произведен расчет резервуаров и фильтров-грязеуловителей для новой пропускной способности магистрального трубопровода.

Abstract: In the article are considered the issues of work optimization of reservoirs park, analyzing of different parameters of modern equipment for transportation and storage of oil and petroleum products. The article also contains increase in the reservoir park. The reservoir and mud filter's calculations were made for a new capacity of the main pipeline.

Ключевые слова: нефтяные резервуары, трубопроводный транспорт, оптимизация работы, увеличение пропускной способности, анализ оборудования.

Keywords: oil reservoirs, pipeline transport, work optimization, bandwidth increase, equipment analysis.

Магистральный нефтепроводный транспорт является связующим звеном между нефтедобывающими предприятиями России и отечественными нефтеперерабатывающими заводами, а также потребителями нефти, расположенными в ближнем и дальнем зарубежье. В условиях тенденции роста объема добычи и транспортировки нефти, а также расширения нефтеперерабатывающих заводов и увеличения мощности переработки нефти требуется увеличение пропускной способности магистральных нефтепроводов. Вследствие этого очень актуальной становится тема увеличение вместимости резервуарных парков.

Для увеличения объема резервуарного парка производится либо сооружение дополнительных резервуаров, если позволяет площадь местности, либо производится замена существующих на резервуары большего объема.

По типу резервуары подразделяются на:

- Горизонтальные. Имеют малый удельный вес, не требует сооружения массивного основания, ремонтпригодность, отсутствие потерь нефтепродуктов от больших и малых дыханий. Недостатком является невозможность сооружения резервуара большего объема (от 3 до 100 м³);
- Вертикальные. По сравнению с горизонтальными сооружаются большего объема от 1000 до 100000 м³.

По материалу, из которого изготавливают резервуар, они классифицируются следующим образом:

- Железобетонные - надежные, устойчивые к разрушениям, но сложные в транспортировке и очень тяжелые;
- Неметаллические, к которым относятся пластиковые и стеклопластиковые резервуары, а также резинотканевые ёмкости. Они гибкие, мало весят, просто и быстро устанавливаются и не нуждаются в обустройстве фундамента, но подходят только для временных некапитальных хранилищ;
- Металлические, при создании которых используются лучшие сплавы, имеют высокую коррозионную стойкость, неподверженность химическим воздействиям со стороны продукта и непроницаемость. Поэтому основным материалом, который идёт на изготовление резервуаров, является сталь (листовой прокат) углеродистых и низколегированных сортов, для которых характерны хорошая свариваемость, устойчивость к деформации и хорошие характеристики пластичности.

По форме корпуса резервуары делятся на:

- Цилиндрические – самый популярный вариант, обеспечивающий возможность создания резервуара практически любой вместительности и не требующая особых усилий при обслуживании. Они экономичны по металлоемкости, достаточно просты в производстве и монтаже, а также обладают хорошей прочностью и надежностью;
- Сферические – более специфичный тип ёмкости для хранения нефти и нефтепродуктов, отличающийся круглой формой и необходимостью создания специальной конструкции для установки;
- Каплевидные. Подобная форма резервуара относится к тем вариантам, которые созданы из так называемых мягких материалов. Иными словами, при создании каплевидных ёмкостей не используется каркас, что позволяет оборудовать такой резервуар практически в любом месте, однако требует и большего внимания при создании и уходе.

Также важна классификация резервуаров по способу организации крыши, в связи с чем выделяют:

- Резервуары со стационарной крышей и без понтона. Выдерживает большие снеговые, дождевые нагрузки. Оснащаются дыхательными клапанами, которые открываются при определенном давлении в резервуаре. Поэтому при высоком давлении насыщенных паров нефтепродукта можно иметь большие потери;
- Резервуары со стационарной крышей и понтоном. Также могут выдерживать нагрузки на крышу, но наличие понтона сокращает потери нефтепродукта до 90%;
- Резервуары с плавающей крышей. Сокращают потери нефтепродуктов до минимума, однако не способны выдерживать высоких снеговых нагрузок [2].

Рассмотрим резервуарный парк на НППС «Тюмень», объем которого необходимо увеличить на 3247 м³ в связи с увеличением пропускной способности магистрального нефтепровода «Шаим-Тюмень» с 6 до 9,04 млн.тонн/год , к которому она подключена.

Рассмотрим несколько вариантов сооружения дополнительных резервуаров [1] представленных в табл. 1

Таблица 1

Геометрические параметры и характеристики РВСП

Объем РВСП, м ³	Диаметр, м	Высота стенки, м	Геометрический объем, м ³	Полезная емкость с учетом коэфф. полезной емкости (k=0,81), м ³	Удельный расход металла на 1 м ³ полезного объема, кг
1000	10,43	11,92	1018	825	32,2
2000	15,18	11,92	2157	1748	27,6
3000	18,98	11,92	3344	2709	26,5
5000	22,80	11,94	4875	3949	24,5

Расчет необходимого количества резервуаров определяется по формуле

$$n = \frac{V_o}{V_p} \quad (1)$$

где V_o – объем нефти, который необходимо распределить, м³; V_p – полезный объем резервуара.

При выборе резервуаров также учитываются металлозатраты на сооружение группы резервуаров, которые рассчитываются по формуле [1]

$$M_{г.р.} = M_{ст} \cdot V_p \cdot n \quad (2)$$

где $M_{ст}$ - удельный расход стали на 1м³ полезного объема резервуара, кг;
 n – количество резервуаров в группе.

Результаты расчета для сравнения занесем в табл. 2

Таблица 2

Результаты расчета РВСП

Объем РВСП, м ³	Количество, шт	Металлозатраты, кг
1000	4	106260
2000	2	96489,6
3000	2	143577
5000	1	96750,5

Наиболее экономически выгодным является вариант РВСП-2000 в количестве 2 шт, но исходя из ограниченной свободной площади резервуарного парка на НППС «Тюмень», на которой можно разместить дополнительный резервуар, оптимальный вариант – РВСП-5000 в количестве 1 шт.

Увеличение пропускной способности нефтепровода также сказывается на фильтрах-грязеуловителях, предназначенных для очистки нефти, поступающей на НППС, от механических примесей и посторонних предметов.

Фильтры различаются по конструкции и типу установки на два основных вида: вертикальные и горизонтальные. Оборудование этого типа благодаря надежности конструкции может эксплуатироваться в умеренном или холодном климате, в местах, где температура воздуха может опускаться ниже -60 градусов Цельсия. Фильтры грязеуловители обладают достаточно прочным корпусом, который обеспечивает надежную защиту от разнообразных механических повреждений. Фильтр без каких-либо серьезных последствий может переносить землетрясения до семи баллов.

Существующие горизонтальные ФГУ DN 500 с пропускной способностью 1200 м³/ч (1 рабочий и 1 резервный) не обеспечивают новую часовую производительность Q = 1417 м³. Решением проблемы также может быть либо замена существующих ФГУ на новые, большей производительности, либо сооружение дополнительного такого же DN 500. Рассмотрим несколько вариантов для сравнения и занесем в табл. 3

Таблица 3

Горизонтальные фильтры-грязеуловители

Типоразмер	Пропускная способность, м ³ /ч	Количество рабочих, шт	Кол-во резервных, шт
DN 350	600	3	1
DN 400	800	2	1
DN 500	1200	2	1

Как видно из таблицы, оптимальный вариант – добавить еще один DN 500 к имеющимся, но учитывая что существующие ФГУ были выпущены заводом и установлены на НППС в 80х годах, и в настоящее время очень проблемно было бы получить идентичную модель, наиболее целесообразно будет принять вариант DN 400 (2 раб. и 1 резерв.).

Список литературы

- ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. – Взамен ГОСТ 31385-2008; введ. 2017-03-01. – Москва : Стандартинформ, 2016. - 91 с.

2. Типы резервуаров для хранения нефтепродуктов [Электронный ресурс] // Группа компаний «Нефтетанк». – Режим доступа : <https://neftetank.ru/technology/>.

3. Tank structural fatigue fracture in hydrocarbon transportation / A. Pimnev [et al.] // MATEC Web of Conferences 2016. С. 04024 XV International conference “topical problems of architecture, civil engineering, energy efficiency and ecology – 2016”. - Tyumen, 2016.

УДК 621.644.07

Кострикин С.В.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ (ННБ)

ПАО «Сургутнефтегаз» БПТОиКО, г.Сургут, ХМАО, Россия

Аннотация: Рассмотрена технология ННБ в основе которой лежит применение измененной буровой колонны и при реализации которой бурение производится в один этап.

Annotation: The NSD technology is considered, which is based on the use of a modified drill string and, when implemented, the drilling is carried out in one stage.

Ключевые слова: наклонно-направленное бурение, рабочая колонна, промывочная колонна, пилотное бурение.

Key words: directional drilling, working column, wash column, pilot drilling.

Надежность функционирования трубопроводных систем в первую очередь зависит от безотказной работы самых уязвимых участков трассы - переходов через водные преграды. Сроки ликвидации аварий на подводных переходах во много раз превышают аналогичные сроки на линейной части трубопровода, а их ремонт сопоставим по сложности со строительством нового перехода.

В данной статье рассмотрена разработка предложений по выбору технологии и оборудования для ННБ.

Метод наклонного бурения называют наклонно-направленным, горизонтальным, горизонтально-направленным, направленно-управляемым горизонтальным бурением, методом «крота» и др. Однако сущность метода состоит в следующем: по створу перехода под руслом реки, примерно повторяя очертание ее поперечного профиля, пробуривается скважина, по которой с одного берега на другой протягивается трубопровод.

Текущий ремонт - ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности подводного перехода (ПП).

В объем по текущему ремонту обычно включаются работы, не предусмотренные в планах капитального ремонта ПП, выявленные в ходе осмотров, обследований (таблица 1).

Таблица 1

Перечень работ по текущему ремонту ПП

Перечень работ	Периодичность
Вес операции технического обслуживания, кроме того:	Согласно графику ТОР
засыпка оголенных участком на откосах берегов, создание на опасных по размыву берегах рек запасов камня, щебня, хвороста, кольев и кулей с песком, планировка откосов, исправление укреплений на переходах	Ежегодно
ремонт изоляции и футеровки	По результатам шурфования, ежегодно
ремонт сигнальных устройств на ГПП через судоходные реки (выправка, замена неисправных столбов, дополнение недостающих знаков, окраска их в установленные цвета)	Ежегодно
ремонт, окраска информационных плакатов, указателей, возобновление надписей на них	Ежегодно
Все операции технического обслуживания береговых задвижек, кроме того:	
вскрытие задвижек, очистка от механических отложений и промывка	При необходимости
устранение мелких повреждений уплотняющих поверхностей и других неисправностей деталей	При необходимости
прогонка гайки на всю длину шпинделя донабивка сальника	->-
проверка задвижек на полное закрытие и открытие	->-
проверка работы деталей зацепления и подшипников, замена негодных подшипников и других деталей	->-
ревизия редуктора, замена смазки па летнюю (зимнюю)	->-
проверка состояния подвижных частей механизма переключения путем перевода его из положения электрического управления па ручное и обратно	->-
проверка на срабатывание конечных выключателей и их регулировка	->-
покраска наружных поверхностей задвижек, возобновление нумерации и указателей вращения, исправление противокоррозионной изоляции в местах выхода задвижек из земли	->-
замена уплотнительных прокладок и колец фланцевых соединений	->-
Выправка (новая кладка, заливка) осевших или нарушенных фундаментов под задвижками, установка прокладки между опорой и арматурой	->-
Ремонт устройства отмошкой, поправка сетчатого ограждения лестниц и площадок обслуживания	Один раз в год
Покраска ограждений, восстановление нумерации, предупредительных плакатов и указателей	Один раз в год

Капитальный ремонт сооружения - основной вид ремонта, при котором производится смена изношенных конструкций и деталей или замена их на более прочные и экономичные, улучшающие эксплуатационные возможности ремонтируемых объектов.

При капитальном ремонте подводного перехода может быть произведена частичная или полная замена изоляции, арматуры, труб, берегоукреплений и т.д.

Планирование капитального ремонта ПП МН включает составление текущих и перспективных планов.

Текущий план капитального ремонта составляется на один год. Перспективный план капитального ремонта составляется сроком до 6 лет (не менее чем за 3 года).

Технологии ННБ, предлагаемые в статье, основывается на применении измененной буровой колонны и носит название технологией рабочей колонны. Бурение осуществляется в один этап и при этом необходимость наличия двух колонн исключается. С этой целью применяется рабочая колонна с внешней промывкой, которая позволяет бурить без применения промывочной колонны на расстояния более 1200 м, что позволяет положительно характеризовать буровую колонну.

Данная технология обеспечивает применение ННБ в таких горных породах, как щебень, гравий, известняк и гранит с твердостью до 150000 кг/см².

Процесс бурения установкой ННБ предполагает четыре этапа (рисунки 1):

- бурение пилотной скважины;
- расширение вперед или назад пилотной скважины;
- калибровка пилотной скважины;
- протаскивание ходом назад дюкера.

На первом этапе бурится направляющая пилотная скважина, диаметр которой должен быть меньше диаметра дюкера и не превышает 20 см. Бурение может осуществляться с применением, к примеру, шарошки струйного типа, которая размывает породы посредством энергии бурового раствора.

При пилотном бурении применяются разные системы навигации, служащие для проводки скважины по требуемой траектории от входа до выхода.

Второй этап представляет собой расширение скважины до требуемого размера, который должен превышать на 30-50% диаметр трубопровода. При проходке не допустима ситуация, когда диаметр каких-либо пропускаемых по скважине устройств был бы эквивалентен диаметру скважины. Размер подобных устройств должен быть существенно меньше диаметра скважины.

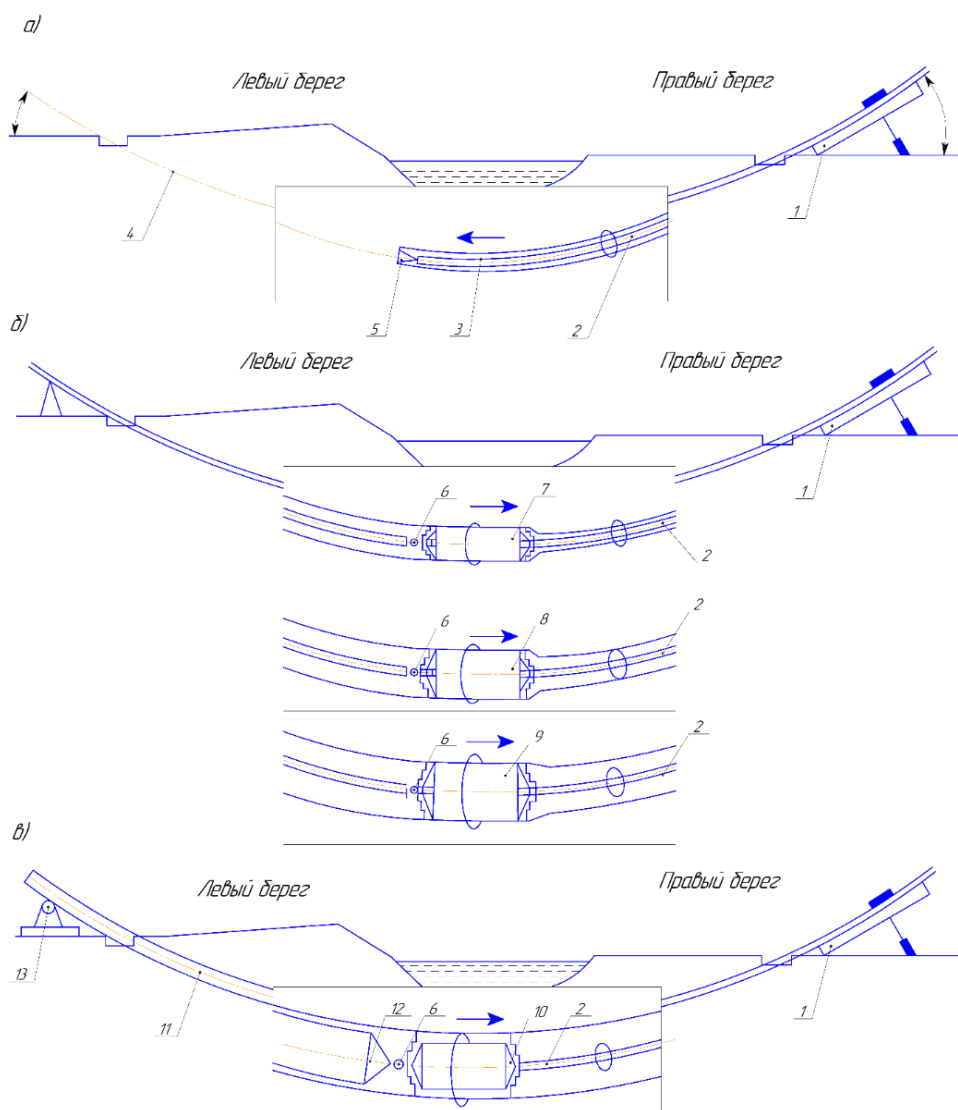


Рис. 1. Схема прокладки трубопровода методом ННБ а) бурение пилотной скважины; б) поэтапное расширение пилотной скважины; в) протаскивание рабочего трубопровода; 1 - установка буровая; 2 - колонка буровая из промывочных штанг; 3 - штанги пилотные; 4 - траектория пилотной скважины; 5 - головка буровая; 6 - вертлюг; 7, 8, 9, 10 - расширители различных диаметров; 11 - трубопровод; 12 - оголовок для протаскивания; 13 - опора роликовая

Расширение можно осуществлять следующими способами:

1) расширение при ходе вперед, когда буровой расширитель проталкивается со стороны входа к выходу скважины посредством бурового станка; расширитель, который размещен на входной стороне, режет породы при своем вращении, увеличивая тем самым диаметр скважины и обеспечивая перпендикулярность скважины к плоскостям забоя;

2) расширение при ходе назад, когда расширитель перемещается от выхода скважины к ее входу посредством буровой установки.

Третий этап бурения представляет собой калибровку. При расширении скважины до требуемого диаметра, расширитель барабанного типа,

который имеющий диаметр, равный диаметру трубопровода, протягивается по скважине, при этом скважина будет откалибрована, а также очищена от любых препятствий, которые могут иметь место во внутренней полости расширенной скважины. На концах барабанного расширителя выполняются резцы, которые позволяют расширителю ликвидировать вывалы, затрудняющие перемещение по скважине барабанного расширителя.

Четвертый этап представляет протаскивание трубопровода. Головная часть устройства протаскивания присоединяется к бурильным трубам, проходящим к буровой установке по скважине. Устройство протаскивания снабжено шарнирным соединителем, который позволяет его головной части изгибаться таким образом, чтобы обеспечить проход в скважину трубопровода. Устройство протаскивания также спереди оснащается режущей головкой для обеспечения постоянного вращения бурильных труб на случай встречи с препятствиями внутри расширенной скважины, и, при этом, режущая головка смогла бы ликвидировать препятствие и обеспечить свободное протягивание по скважине трубопровода.

Система протягивания трубопровода состоит из якорного устройства, кангового зажима, системы поддержки трубопровода, лебедки и системы полиспастов. Располагается эта система на стороне выхода из скважины и служит для облегчения, при проталкивании трубопровода по скважине, функционирования буровой установки. Система проталкивания может применяться для различных диаметров труб.

Использование установок типа «GRUNDORIT» и «GRUNDODRILL», созданных для работы методом направленного бурения, делает возможной без каких-либо нарушений экологии в месте проведения работ производить прокладку трубопровода (или кабеля), диаметр которого составляет до 355 мм при протяженности участка до 300-350 м и размере контролируемой глубины бурения до 12 м.

Параметры снаряжения установки «GRUNDORAM» приведены в таблице 2.

Таблица 2

Параметры снаряжения установки «GRUNDORAM»

Тип снаряда «GRUNDORAM»	Длина, мм	Диаметр, мм	Масса, кг	Число ударов в минуту	Диаметр труб, мм	Расход воздуха м ³ /мин
ГОЛИАФ	2852	450/510	2465	180	380-1500	35,0
КОЛОСС	2341	350/400	1180	220	280-1000	20,0
ГИГАНТ	2010	270/300	615	310	200-800	12,0
ТАУРУС	3645	600/670	4800	180	380-2000	50,0

В настоящее время для проведения наклонно-направленного бурения помимо установок типа «GRUNDORAM» используются установки немецко-российской компании «СП "ВИС & МОС лтд», технические характеристики которых приведены в таблице 3.

Характеристики установок ННБ СП "ВИС & МОС ЛТД»

Установка	Длина, м	Диаметр бурения, мм	Тяговое усилие, тн.	Время бурения, дн.	Стоимость 1 м.п., дол. США
DD-20»»	200	57	10	12	250-390
«DD-160»	800	325-800	80	29	950-1150
«DD-40»	500	100	20	20	550-750
«3000.9»	1000	400-1420	300	46	1500-2100

В последние годы стали популярны технологии, предложенные компаниями ClockSpring и BritichGas (рисунок 2) [3].

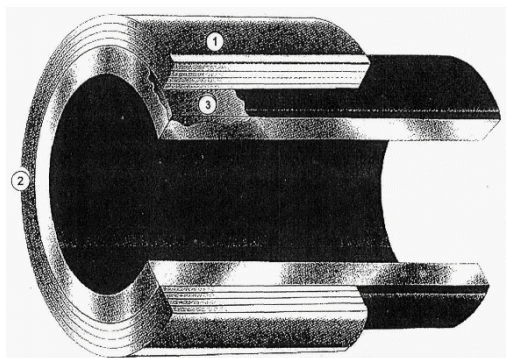


Рис. 2. Ремонтная муфта ClockSpring

1 – лента, изготовленная из высокопрочного композитного материала;
2 – клеящий состав; 3 – обладающая значительным сопротивлением сжатию мастика, предназначенная для заполнения зон потери металла

Метод ремонта, предусмотренный технологией BritichGas, дает возможность устранения практически всех типов дефектов трубопроводов в достаточно широком диапазоне модификации их геометрических параметров.

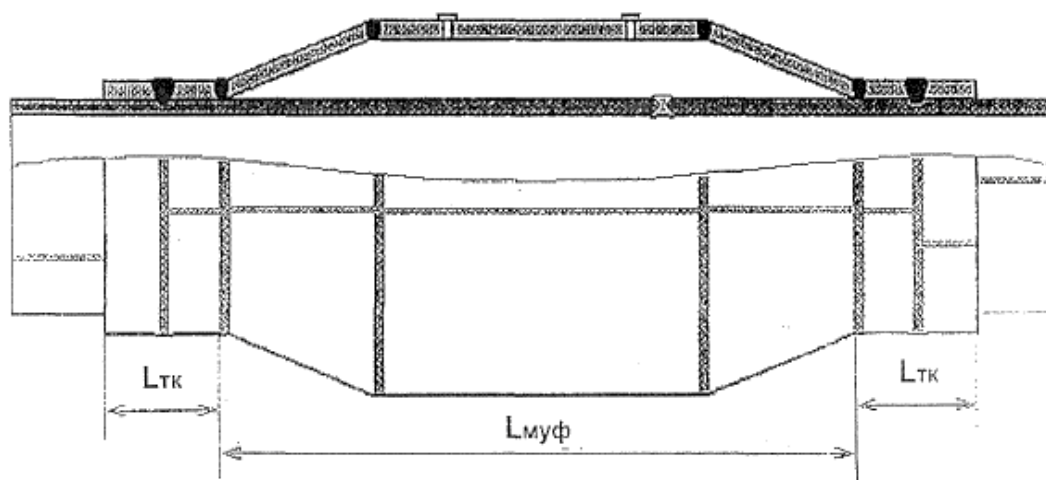


Рис. 3. Бутылочная муфта

Выборочный ремонт, который проводится без остановки перекачки при помощи специальных муфт (рисунок 3) - является одним из наиболее перспективных направлений [4].

Список литературы

1. Захаров, А. П. Технологии наклонно-направленного бурения в нефтегазовой промышленности / А. П. Захаров // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2014. - № 2. - С. 33-37.
2. Сооружение подводных переходов магистральных трубопроводов : курс лекций / В. А. Иванов [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2003. - 217 с.
3. Ким, Д. Х. Оценка надежности подводных переходов магистральных нефтепроводов / Д. Х. Ким, С. В. Кононов, В. Скибо // Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. - № 12. - С. 15-19.
4. Лыщенко, Л. З. Технические средства ремонта подводных нефтепроводов / Л. З. Лыщенко, О. М. Бисярина. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1986. - 45 с.
5. Шаммазов, А. М. Подводные переходы магистральных нефтепроводов / А. М. Шаммазов, Ф. М. Мугаллимов, Н. Ф. Нефедова. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 237 с.

УДК 622.1024.1

Кузьмин А.Ю., Бачериков А.Е.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЙ СПОСОБОВ МЕХАНИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ НА ТРУДНОУДАЛЯЕМЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

Аннотация: Приводится анализ возможности удаления плотных слоёв парафина со стенок трубопровода механическими методами.

Abstract: The analysis of the possibility of removing dense layers of paraffin from the walls of the pipeline by mechanical methods is given

Ключевые слова: парафиновые отложения, магистральные трубопроводы, механические способы очистки

Keywords: paraffin deposits, pipelines, mechanical methods of cleaning

При перекачке парафинистых нефтей и нефтепродуктов, охлаждённых ниже температуры выпадения парафинов, наблюдается явление неравномерного отложения плотного слоя из парафинов, церезинов, асфальтосмолистых веществ и механических примесей на внутренней поверхности магистральных трубопроводов.

Наличие асфальтосмолистых веществ в нефти способствует образованию плотных и прочных отложений. Очистка магистральных нефтепро-

водов от парафинистых отложений проводится механическим способом с помощью очистных устройств - скребков различных конструкций. Скребок вводится в трубопровод и, продвигаясь вместе с потоком нефти, очистными элементами разрушает парафинистые отложения на внутренней поверхности трубопровода, которые уносятся потоком нефти.

В процессе перекачки нефтепродуктов асфальтосмолистые вещества теряют седиментационную устойчивость и выпадают в осадок. Со временем осадок уплотняется и происходит дальнейшее увеличение его объема. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) со временем могут перемешиваться с механическими примесями (песком, металлической пылью и твёрдой окалиной), принесёнными проходившими внутритрубными устройствами. В результате этого образуются трудноудаляемые отложения, по своей структуре и прочности схожие с асфальтовыми покрытиями. Удаление отложений такого рода при перекачке нефтепродуктов неэффективно из-за отсутствия перемешивания и их ограниченной растворимости и связано с большими затратами в случае применения механических способов очистки.

Если уровень очистки внутренней поверхности нефтепровода удовлетворяет требованиям с точки зрения работоспособности трубопровода, то наличие твердых асфальтено-парафинистых отложений (АПО) даже в относительно небольших количествах понижает качество данных, полученных от внутритрубных дефектоскопов. В большинстве случаев загрязнение трубопровода отложениями любого типа приводит к потере информации при проведении неразрушающего контроля трубопроводов при помощи ультразвуковых приборов и искажению измерений для магнитных приборов.

Наличие твёрдых отложений на внутренней поверхности несёт потенциальную угрозу целостности трубопровода, поскольку при определённых условиях под слоем отложений возникает специфичная форма внутренней коррозии металла, развивающаяся по ускоренному механизму образования питтингов. Если внутренняя коррозия прогрессирует до степени формирования язв, её становится сложнее контролировать. Коррозионные язвы могут забиться твердой окалиной и металлической пылью, перемешанной с асфальтено-парафинистыми отложениями, внесёнными туда проходившими внутритрубными снарядами. В результате чего для магнитных приборов возможны ошибочные измерения размеров дефектов потери металла под отложениями.

Целью настоящей работы является испытание воздействий на трудноудаляемые отложения механических способов очистки.

Актуальность проведения работы обусловлена недостатком экспериментальных данных по испытанию воздействий механических способов очистки на трудноудаляемые отложения, находящиеся на внутренней поверхности магистральных трубопроводов.

Актуальность проведения работы обусловлена недостаточностью экспериментальных данных по измерению внутритрубными дефектоскопами, эксплуатирующимися в ОАО ЦТД «Диаскан», геометрических параметров дефектов, расположенных под отложениями.

Расположение дефектов под отложениями на внутренней поверхности трубы влияет на качество данных ВТД, что:

- затрудняет (вплоть до потери информации) обнаружение дефектов по данным ВИП «Ультраскан WM», «Ультраскан CD») или ультразвуковой секции комбинированного дефектоскопа ДКК;

- снижает вероятность обнаружения и точность определения геометрических размеров дефектов по данным ВИП МДСкан или магнитной секции комбинированного дефектоскопа ДКК.

Для выполнения настоящей работы используются естественные отложения, зарегистрированные на действующих трубопроводах.

Выбрана трубная секция из действующего нефтепровода, наличие отложения в которой подтверждено актом ДДК:

- отложение №53 в трубной секции №540 диаметром 1020 мм с участка «п/п р. Белая» нефтепровода «Пермь - Калейкино (Альметьевск)» АО «Транснефть – Прикамье».[2]

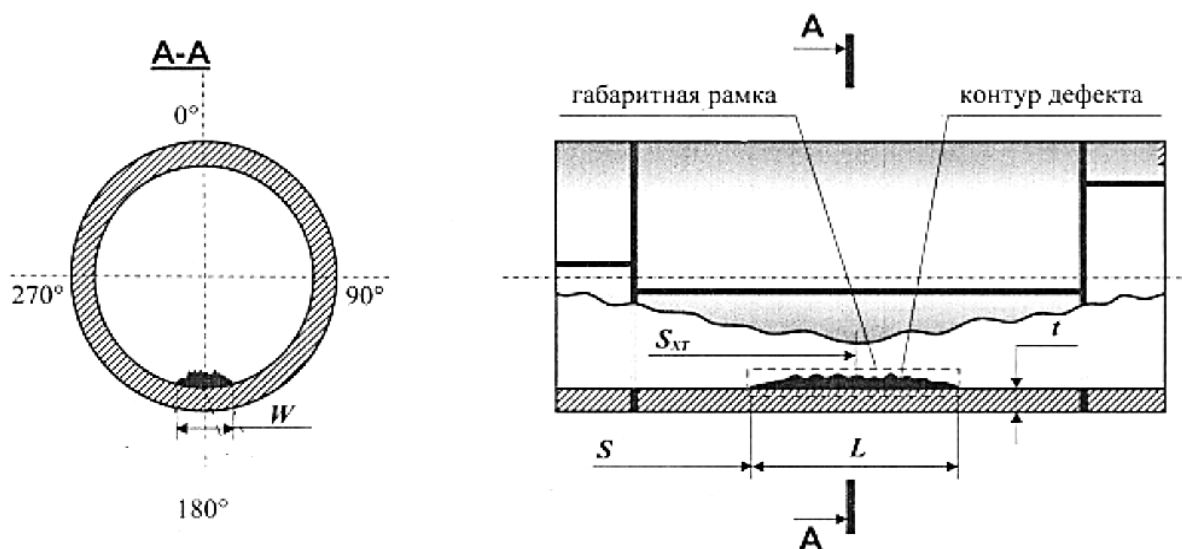
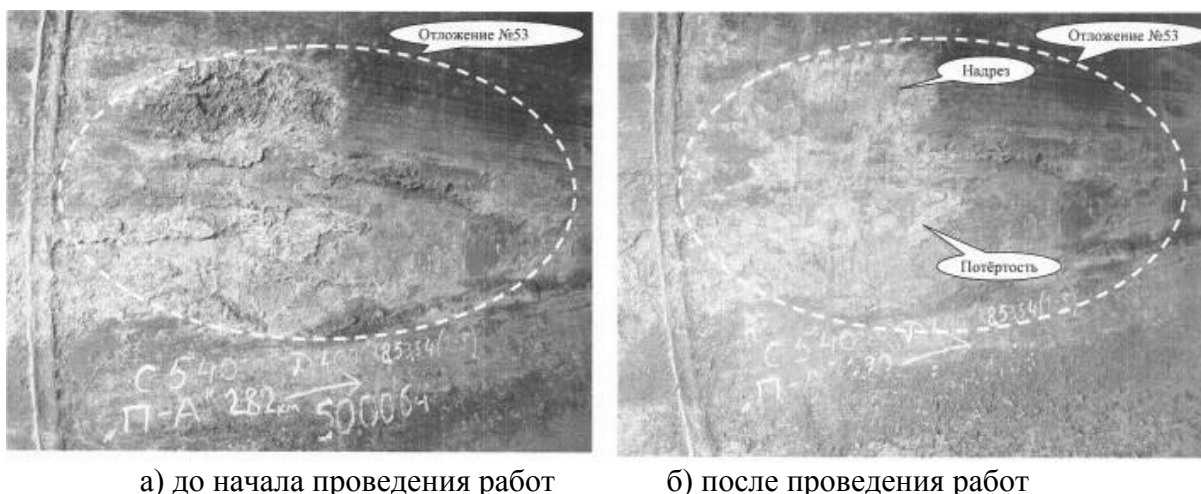


Рис. 1. Схема особенности “отложение”

На первом этапе испытаний была предпринята попытка удалить (соскрести, срезать) отложение №53 в трубной секции №540 при помощи остро заточенного шпателя. Твёрдость материала отложения оказалось таким, что не удалось шпателем срезать слой отложения. Лезвие шпателя скребло по поверхности трудноудаляемого отложения, оставляя на ней небольшие потертости и надрезы (рис. 2).

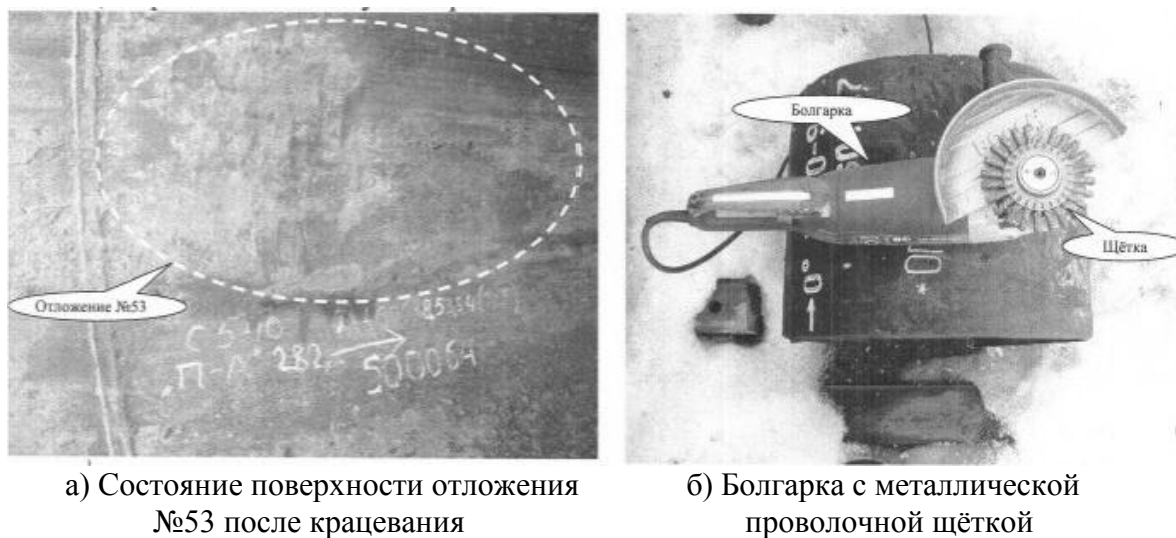


а) до начала проведения работ

б) после проведения работ

Рис. 2 Изображение поверхности отложения №53 до и после начала работ по его удалению (1 этап)

На втором этапе испытаний была предпринята попытка удалить (стесать) отложение №53 в трубной секции при помощи металлической проволочной щётки, закрепленной на валу ручной углошлифовальной машины («болгарки»). Твердость материала отложения оказалось таковым, что крацевание трудноудаляемого отложения металлической щёткой позволило снять истиранием только поверхностный слой отложения (рис. 3).



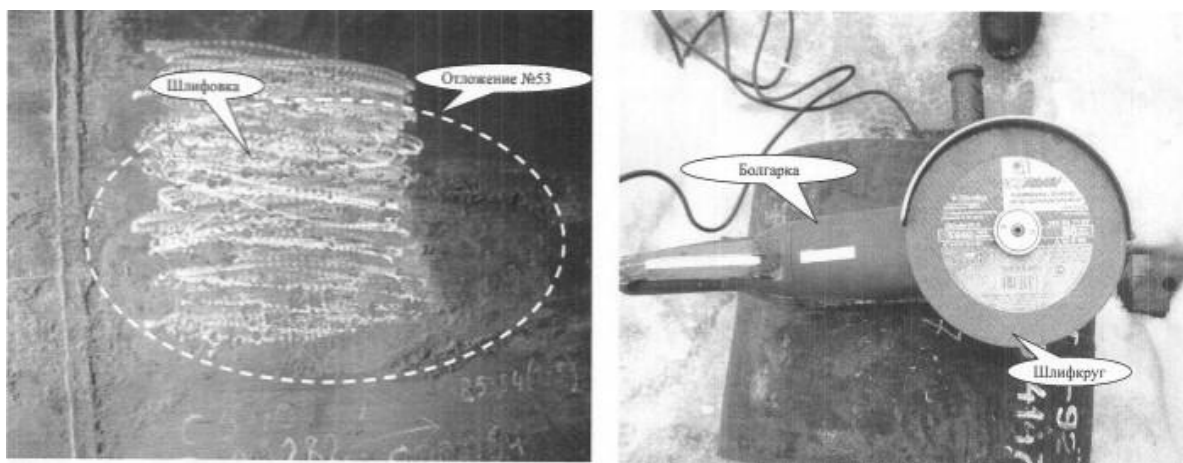
а) Состояние поверхности отложения №53 после крацевания

б) Болгарка с металлической проволочной щёткой

Рис. 3 Изображение поверхности отложения №53 до и после начала работ по его удалению (2 этап)

На третьем этапе испытаний была предпринята попытка удалить (стесать) отложение в трубной секции при помощи абразивного круга, закреплённого на валу болгарки.

Шлифование абразивным кругом позволило полностью удалить слой отложения (рисунок 4).



а) Состояние поверхности отложения б) Болгарка со шлифовальным кругом №53
после шлифования абразивным кругом

Рис. 4 Изображение внутренней поверхности трубы в зоне отложения №53 после шлифования абразивным кругом, закреплённым на валу болгарки

Проведенные испытания воздействия механических средств очистки (остро заточенного шпателя, металлической щётки) на трудноудаляемые отложения, находящихся на внутренней поверхности магистральных трубопроводов, показали, что применение этих средств очистки неэффективно.

По прочностным характеристикам трудноудаляемые отложения (АСПО) схожи с битумно-минеральным материалом, применяемым при укладке дорожного покрытия. По прочностным характеристикам трудноудаляемые отложения (АСПО) схожи с битумно-минеральным материалом, применяемым при укладке дорожного покрытия.

Прочностные характеристики трудноудаляемых отложений (АСПО) схожи с механическими свойствами битумно-минерального материала, применяемого при укладке дорожного покрытия, поэтому применение испытанных механических средств очистки (остро заточенного шпателя, металлической щётки) на трудноудаляемые отложения неэффективно.

Список литературы

1. Колпаков, Л. Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов / Л. Г. Колпаков. – Москва : Недра, 1985. - 184 с.
2. Огудова, Е. В. Анализ труб для промысловых трубопроводов / Е. В. Огудова, Л. И. Андрианова, Ю.В. Ушакова // Нефть и газ Западной Сибири : сб. ст. Междунар. науч.-технич. конф. / отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень, 2017. – С. 170 – 173.
3. Колпаков, Л. Г. Кавитация в центробежных насосах при перекачке нефти и нефтепродуктов : учебное пособие / Л. Г. Колпаков, Ш. И. Рахматуллин. – Москва : Недра, 1980. - 144 с.

4. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах : учебное пособие / ТюмГНГУ ; ред. Ю. Д. Земенков. – Санкт-Петербург : Недра, 2004. - 544 с.
5. Сооружение и ремонт газонефтепроводов / В. Л. Бобрицкий [и др.]. – Москва : Недра, 1972. - 352 с.
6. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учебник для вузов / Р. А. Алиев [и др.]. – Москва : Недра, 1988. - 368 с.
7. Tank structural fatigue fracture in hydrocarbon transportation / A. Pimnev [et al.] // MATEC Web of Conferences 2016. С. 04024 XV International conference “topical problems of architecture, civil engineering, energy efficiency and ecology – 2016”. - Tyumen, 2016.
8. Энергосбережение при эксплуатации насосных установок (регулируемый привод и гидромурфта) / А. А. Кисляков [и др.] // Нефтегазовый терминал : сборник научных статей Международной научно-технической конференции / под общ. ред. С. Ю. Подорожникова. – Тюмень, 2015. - С. 102-108

УДК 656.73.31.41

Лебедев Д.О.

АНАЛИЗ ТЕЧЕНИЯ ДВУХФАЗНЫХ ПОТОКОВ И ИХ КРИТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ИСТЕЧЕНИЯ

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

Аннотация: В статье описан анализ двухфазных потоков, их негативное влияние на механическую устойчивость трубопровода. Неравномерность потока при пробковом режиме, высокая скорость движения газа и пробок жидкости в трубопроводе стали причиной значительного влияния многофазного потока на вибрацию и колебания трубопровода.

Abstract: The article describes the analysis of two-phase flows, their negative impact on the mechanical stability of the pipeline. Unevenness of the flow in the cork mode, high speed of gas and fluid tubes in the pipeline caused a significant influence of multiphase flow on vibration and vibrations of the pipeline.

Ключевые слова: двухфазный поток, потери, содержание газа.

Keywords: two-phase flow, losses, gas content.

Во время переработки и транспорта нефти и газа достаточно часто осуществляется перемещение потоков по трубопроводам в газожидкостном состоянии. Например, линии трубопроводов между технологическими печами и колоннами на установках для перегонки нефти.

Высокие температуры работы, коррозионная активность продуктов, высокие линейные скорости потока определяют особую внимательность к трубопроводам со стороны проектировщиков и специалистов по эксплуатации трубопроводов и технологических установок.

Ошибки во время проектирования приводят к проблемам при эксплуатации. Возникает опасная вибрация, резкие скачки давления и расхода, изнашивание элементов трубопровода, с возможным выводом его из эксплуатации в дальнейшем.

Двухфазные потоки отличаются от однофазного течения газожидкостной смеси. Одновременное наличие двух фаз приводит к возможности существования потока с различной структурой или режимом течения. Существует большое количество режимов течения двухфазных потоков, которые зависят от вязкости фаз, плотности, соотношения массовых расходов фаз, коэффициента поверхностного натяжения.

От строения потока зависит стабильность течения газожидкостной смеси в трубопроводе. Нестабильные режимы течения характеризуются пульсацией давления и расхода, гидравлическими ударами. Поэтому очень важно понимать, какой именно режим течения реализуется при определенных условиях, и насколько данный режим будет подходящим для проектируемой трубопроводной системы.

Режимы течения двухфазных потоков

Пузырьковый режим.

В данном режиме течения газовая фаза представлена в виде многочисленных пузырьков, распределенных в жидкости. Встречается как в горизонтальных, так и в вертикальных трубопроводах.

Расслоенные режимы.

Различают гладкий и волнистый режимы течения. При относительно низких скоростях газовой фазы происходит расслаивание фаз. Газовая фаза занимает верхнюю часть трубопровода. При увеличении скорости газовой фазы на поверхности слоя жидкой фазы возникают волны, гребни которых не перекрывают сечение трубы. Данные режимы могут существовать только в горизонтальных трубопроводах.

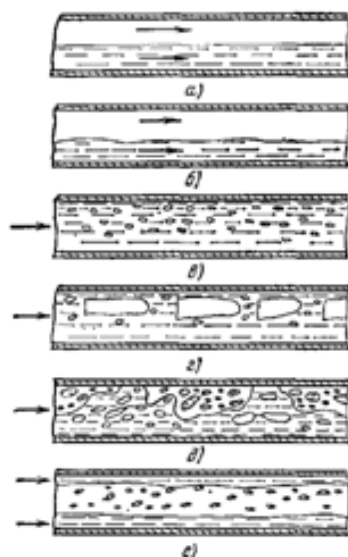


Рис. 1. Режимы течения двухфазных потоков в горизонтальных трубопроводах
а) расслоенный; б) волновой; в) пузырьковый; г) снарядный;
д) эмульсионный; е) дисперсно-кольцевой.

Прерывистые типы.

При дальнейшем увеличении скорости газовой фазы амплитуда волн жидкости достигает верхней части сечения трубы. Из этого режима выделяются два отдельных вида течений: пробковое и снарядное.

При пробковом течении возможно наличие жидкостных пробок, разделенных газовыми пузырями, диаметр которых не превышает диаметра трубы, так что жидкая фаза продолжает непрерывно протекать по нижней части сечения трубопровода.

При увеличении содержания газа и скорости газовой фазы пузыри полностью занимают сечение трубы и разделяют жидкость на отдельные пробки (снаряды). Эти режимы течения опасны для трубопроводов, потому что вызывают появление гидравлических ударов.

Для вертикального трубопровода возникновение снарядного режима и гидравлических ударов обусловлено эффектом периодического захлебывания трубопровода. При высоком содержании газа и скорости газовой фазы, еще недостаточной для возникновения устойчивого кольцевого режима, в нижней точке трубопровода начинает скапливаться жидкость.

В определенный момент жидкость перекрывает сечение трубы, газовый поток выталкивает жидкий снаряд вверх, разгоняя его до больших скоростей. В дальнейшем процесс повторяется. Подобный снаряд из жидкости часто является тем воздействием, которого иногда вполне достаточно для обрыва трубопровода, раскрытия фланцев или повреждения арматуры.

Снарядный режим течения двухфазного потока при эксплуатации легко узнается по низкочастотной вибрации трубопроводов большой амплитуды. Помимо гидравлических ударов при снарядном режиме пульсация расхода и давления отрицательно отражается на работе массообменного оборудования. Поэтому следует избегать появления данного режима при проектировании, выбирая соответствующие диаметры и угол наклона трубопроводов.

При отсутствии возможности обеспечения условий для стабильного режима течения можно несколько снизить ударное воздействие, например, исключением арматуры (особенно обратных клапанов), применением отводов с большим радиусом изгиба, использованием неподвижных опор.

Кольцевой и дисперсно-кольцевой.

Последующий рост скорости газа приводит к тому, что газовая фаза пробивает жидкие пробки с формированием кольцевой пленки на стенке трубы. Мелкодисперсная капельная жидкость находится в ядре потока. Содержание газа потока по сечению трубы увеличивается от нулевого на стенке до максимального на оси.

Кольцевой и дисперсно-кольцевой режим течения в трубопроводе — стабильные режимы течения парожидкостной смеси, к обеспечению которых необходимо стремиться во всем диапазоне производительности технологической установки при проектировании трубопроводов.

Для множества практических решений требуется рассчитывать скорость истечения двухфазного потока через отверстия и насадки.

Одной из важнейших является задача об истечении насыщенной или недогретой до температуры насыщения жидкости. Истечение такой жидкости сопровождается падением давления ниже локального давления насыщения, что приводит к парообразованию внутри канала. Наличие в потоке сжимаемой фазы создает условие для появления критического режима.

Критические режимы истечения двухфазных потоков заметно отличаются от аналогичных режимов при истечении однофазной сжимаемой среды, где критический режим наступает при достижении в критическом сечении локальной скорости звука.

В двухфазном потоке достижение максимального критического расхода смеси необязательно сопряжено с установлением в критическом сечении давления, независимого от противодействия, что характерно для однофазного истечения газового потока. В критическом сечении однофазного (газового) потока устанавливается скорость звука при определенном давлении.

На основе обработки экспериментальных данных по истечению насыщенной и недогретой до насыщения воды из коротких ($L/D \leq 6$) каналов небольшого диаметра ($D \leq 9$) для плотности потока может быть рекомендована следующая формула:

$$j = \mu_{\Gamma} \sqrt{2\rho_0 p_0 (1 - \beta_{ср})}, \quad (1)$$

где μ_{Γ} – гидравлический коэффициент расхода, который для каналов с острой кромкой на входе равен 0,61;

ρ_0 и p_0 – плотность и давление заторможенного потока на уровне входного отверстия;

$\beta_{ср} = p_0/p_{ср}$, здесь $p_{ср}$ – давление на выходном срезе канала.

Отличие формулы (1) от формулы для однофазного потока состоит в том, что при определении плотности потока массы однофазной смеси используется перепад давлений $p_0 - p_{ср}$, а не полная разность между давлением p_0 и противодействием $p_{пр}$.

По мере роста недогрева и снижения давления начального давления P_0 при усилении относительной длины канала, формула (1) дает результат близкий к формуле для гидравлического расчета.

Математическое описание движения двухфазных потоков встречает большие затруднения, обусловленные немалой сложностью структуры этих потоков. Как правило, дисперсная фаза неравномерно распределена по сечению потока, обе фазы движутся с различными скоростями, оказы-

вая влияние друг на друга. Структура потока больше усложняется, когда дисперсная фаза состоит из частиц разных размеров и плотности. В связи с этим инженерные расчеты двухфазных потоков основываются на закономерностях, устанавливаемых опытным путем.

Список литературы

1. Дерцакян, А. К. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов / А. К. Дерцакян, М. Н. Шпотаковский, В. Г. Волков. – Липецк : Недра, 1977. – 519 с.
2. Основные зависимости для расчета потерь давления при движении двухфазных потоков [Электронный ресурс] // Подсистема управления интернет-обучением. - Режим доступа : <http://mdld.lcg.tpu.ru/mod/book/view.php?id=1445&chapterid=619>
3. Режимы течения двухфазного потока [Электронный ресурс] // Файловый архив студентов. - Режим доступа : <https://studfiles.net/preview/2789405/page:34/>
4. Ситенков, В. Т. Гидравлика. Теория и расчет двухфазных систем / В. Т. Ситенков. – Нижневартовск, 2006. – 204 с.

УДК 656.13/73.31.41

Лёхин М.Ю.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЫШЕННОГО КОЭФФИЦИЕНТА АМОРТИЗАЦИИ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ

АО «Транснефть – Сибирь», г. Тюмень, Россия

Аннотация: Целью данной работы является обоснование возможности применения налоговой льготы для основных средств, работающих в условиях агрессивной среды. Особое внимание уделено критериям обоснования работы в агрессивной среде. В докладе представлена информация о прогнозируемом снижении налога на прибыль, произведён ориентировочный расчёт для подачи уточнённой декларации.

Abstract: The purpose of this work is to substantiate the possibility of applying tax incentives for fixed assets operating in an aggressive environment. Special attention is paid to the criteria of justification of work in an aggressive environment. The report provides information on the projected decrease in income tax, made an approximate calculation for filing a revised Declaration.

Ключевые слова: амортизация, основные средства, налоговые льготы
Keywords: amortization, fixed assets, tax relief

С развитием экономики в России возникла необходимость реформирования и оптимизации налогового законодательства, минимизации рисков налогоплательщиков. Одним из способов стимулирования раз-

личных отраслей и сфер деятельности экономики, явилась возможность проведения ускоренной амортизации.

Применение коэффициента ускоренной амортизации позволяет увеличить суммы расходов текущего налогового периода и тем самым уменьшить налог на прибыль. Соответственно, сокращается срок списания стоимости имущества в расходы, связанные с производством и реализацией. При этом снижается только срок амортизации в налоговом учете, однако срок фактического использования основного средства (далее по тексту – ОС) остается прежним. Более короткие сроки амортизации позволяют в ускоренном порядке заменять технические устройства производственных объектов на более современные и безопасные. Особенно актуально это для опасных производственных объектов, где имеется риск «гибели – безвозвратная потеря возможности эксплуатации» основных средств.

На основании изложенного актуален вопрос применения повышенного коэффициента амортизации основных средств в частности используемых для работы в условиях агрессивной среды в соответствии с п. 1. ст. 259.3. НК РФ (далее по тексту - ПКА_{ac}).

Под агрессивной средой в НК РФ понимается совокупность природных и (или) искусственных факторов, влияние которых вызывает повышенный износ (старение) основных средств в процессе их эксплуатации. К работе в агрессивной среде приравнивается также и нахождение основных средств в контакте с взрыво-, пожароопасной, токсичной или иной агрессивной технологической средой, которая может послужить причиной (источником) инициирования аварийной ситуации (абз. 3 пп. 1 п. 1 ст. 259.3 НК РФ).

Стоит отметить, что судьи ФАС Московского округа посчитали, что воздействие агрессивной среды на основные средства может заключаться:

- во влиянии совокупности природных и (или) искусственных факторов, вызывающих повышенный износ (старение) основных средств в процессе их эксплуатации;
- в нахождении основных средств в контакте с взрыво-, пожароопасной, токсичной или иной агрессивной технологической средой, которая может послужить причиной (источником) инициирования аварийной ситуации.

НК РФ, по их мнению, проводит различие между агрессивной средой и агрессивной технологической средой.

Под воздействием агрессивной среды понимается совокупность природных и (или) искусственных факторов, влияющих на основные средства.

Под воздействием агрессивной технологической среды понимается нахождение основных средств в контакте с взрыво-, пожароопасной, токсичной или иной агрессивной технологической средой.

Таким образом, в первом случае необходимо установить факт влияния агрессивной среды на основные средства, то есть наступление для основного средства негативных последствий в результате такого контакта.

Во втором - достаточно установить только сам факт контакта основного средства с агрессивной технологической средой, которая создает риск возникновения аварийных ситуаций.

ПКА_{ас} возможно применить к любому основному средству которые были приняты на учет до 01.01.2014 года, подходящему к условиям ст. 259.3. НК РФ, за исключением основных средств, относящихся к первой, второй и третьей амортизационным группам, в случае если амортизация по данным основным средствам начисляется нелинейным методом. Иных ограничений для применения специального коэффициента к основной норме амортизации налоговое законодательство не содержит.

Стоит отметить, что в пункте 7 статьи 259 Налогового кодекса Российской Федерации предусмотрено право налогоплательщиков применять к основной норме амортизации повышающий коэффициент при эксплуатации основных средств в экстремальных условиях, вызывающих повышенный износ, без исключения какого-либо вида основных средств. (ФАС МО, ААС № 9 А40-543/09-35-3).

Перечень основных средств, которые могут быть отнесены к категории основных средств, работающих в условиях агрессивной среды, определяется налогоплательщиком самостоятельно [9].

Термины, используемые в данной формулировке ст. 259 НК РФ не раскрываются, следовательно, руководствуясь ст. 11 НК РФ, необходимо обратиться к нормам других отраслей законодательства. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123 ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» устанавливает, что среда относится к пожароопасным, если возможно образование горючей среды, а также появление источника зажигания достаточной мощности для возникновения пожара. Среда относится к взрывоопасным, если возможно образование смесей воздуха с горючими газами, парами легковоспламеняющихся жидкостей, горючими жидкостями, горючими аэрозолями и горючими пылями или волокнами и если при определенной концентрации горючего и появлении источника зажигания она способна взрываться.

Понятие «авария» определено в ГОСТ 22.0.05-97 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения, как опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определенной территории или акватории угрозу жизни здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, а также к нанесению ущерба окружающей природной среде. Важно оценить именно наличие риска возникновения аварии, обусловленного свойствами технологической среды, при этом факт наличия или отсутствия повышенного износа основного средства значения не имеет. По этому основанию можно применить коэффициент ускоренной амортизации к основным средствам, используемым на опасных производственных объектах. Опасными производственными объектами в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 г. № 116 ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных

объектов». На таких объектах, к которым и относится большая часть объектов АО «Транснефть – Сибирь» соблюдаются оба условия: основные средства находятся в контакте с агрессивной технологической средой и всегда присутствует вероятность возникновения аварийной ситуации, обусловленная свойствами среды. Под указанную формулировку подпадают не только основные средства на опасных производственных объектах, но и любые основные средства, контактирующие с агрессивной технологической средой, которая может послужить причиной возникновения аварии.

Таким образом, свидетельство Ростехнадзора на опасный производственный объект - это первый аргумент в защиту удвоенной амортизации. А иногда суды основывают решение фактически только на этом документе и лицензиях на опасные виды деятельности (*Постановление ФАС МО от 25.04.2011 № КА А40/3104 11*)

Электрическая энергия высокого напряжения, создающая сильные магнитные и электрические поля и несущая в себе техногенную опасность является примером такой среды. Основные средства в виде линий электропередачи при транспортировке по ним электрической энергии высокого напряжения находятся в контакте со средой, которая может послужить источником инициирования аварийной ситуации. Следовательно, при эксплуатации высоковольтных линий электропередачи можно применять коэффициент ускоренной амортизации.

Примерами агрессивной среды, вызывающей повышенный износ основных средств, являются условия низких температур в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, а также условия отсутствия автомобильных дорог (для транспортных средств). Сам факт использования основных средств для работы в экстремальных природно-климатических условиях Крайнего Севера, в том числе в условиях вечной мерзлоты и отсутствия дорог с твердым покрытием, доказывает их повышенный износ. (*Постановление ФАС МО от 07.10.2009 г. № КА А40/10196 09*)

Так, в некоторых случаях атмосферная среда будет являться коррозионной, например, при наличии в ней загрязнений (агрессивных газов, аэрозолей кислот, солей) и влажности, достаточной для деформации поверхности металла. Коррозия по определению снижает прочность металлических конструкций, ускоряя их старение (*Постановление ФАС МО от 01.06.2009 г. № КА А40/4512 09*).

Законодательством не установлен набор документов, которые должны иметь налогоплательщики для применения коэффициента, поэтому подойдут любые документы, соответствующие требованиям статьи 252 НК РФ и статьи 9 Федерального закона «О бухгалтерском учете».

Рекомендуется иметь всю совокупность подтверждающих документов. Так, например, технический паспорт сам по себе не подтверждает факт эксплуатации основного средства в условиях агрессивной среды.

Что касается позиции контролирующих органов по вопросу о возможности применения коэффициента ускоренной амортизации, то по мнению Минфина России, применять повышающий коэффициент к норме амортиза-

ции можно лишь в отношении тех основных средств, условия эксплуатации которых отличаются от нормальных, предусмотренных производителем, а если по своим техническим характеристикам основное средство предназначено для эксплуатации в условиях агрессивной среды, то повышающий коэффициент к норме амортизации не применяется (письма Минфина России от 16 июня 2006 г. № 03.03.04/1/521, от 13.02.2007 г. № 03.03.06/1/78). Согласно последним письмам, посвященным данному вопросу (Минфина России от 14.10.2009 г. № 03.03.05/182 и ФНС России от 17.11.2009 г. № ШС 17.3/205@), применение повышающего коэффициента 2 для основных средств правомерно в случае, если собственник оборудования использует его в режиме, не установленном соответствующей документацией производителя, или для работы в контакте с опасной средой использует оборудование, не предназначенное для эксплуатации в подобных условиях. Однако тот факт, что основные средства изначально предназначены для работы в условиях агрессивной среды, не может служить аргументом для отказа в предоставлении права на применение ускоренной амортизации. Основное средство, не предназначенное для работы в условиях агрессивной среды, не имеет права работать в таких условиях, так как это может повлечь непредсказуемые последствия вплоть до гибели людей и уничтожения основных средств. Поэтому позиция, согласно которой по основным средствам, изначально предназначенным для работы в условиях агрессивной среды, коэффициент ускоренной амортизации применяться не может, лишает налогоплательщиков возможности применять этот коэффициент вообще когда-либо. (*Постановление ААС №17 от 18.09.2006 г. № 17ПА 513/06 АК, Постановление ФАС УО от 26.12.2006 г. № Ф09 11412/06 С7*). Право налогоплательщика на применение при исчислении нормы амортизации специального коэффициента в отношении основных средств, используемых в агрессивной среде, не обусловлено отличием условий эксплуатации основного средства налогоплательщиком от обычных условий эксплуатации этого основного средства. Следовательно, такое основное средство работает в агрессивной среде и наличия повышенного износа (старения) основного средства в процессе его эксплуатации в качестве обязательного условия в таком случае закон также не предусматривает (*Постановление ФАС МО от 03.09.2008 г. № КА А40/8028 08*) Основным условием в таком случае является угроза возникновения аварийной ситуации (*Постановление ФАС УО от 29.01.2008 г. № Ф09 9474/07 С3*).

Стоит отметить, что степень адаптированности основного средства к воздействию агрессивной технологической среды не влияет на возможность применения повышающего коэффициента (*Постановление ФАС МО от 23.06.2010 г. по делу № КА А40/7726 10*). Таким образом к трактовке финансовым ведомством нормы НК РФ не следует относиться критически, понимая, что письменные разъяснения Министерства финансов Российской Федерации по вопросам применения законодательства о налогах и сборах не могут ограничивать права налогоплательщиков, установленные НК РФ. Сам Минфин РФ в письме от 13.04.2010 г. № 03.02.08/22 подтверждает, что письменные разъяснения Минфина России не обязательны для

исполнения налогоплательщиками. Зачастую налоговые органы выборочно подходят к оценке права налогоплательщика применить коэффициент ускоренной амортизации к конкретным основным средствам. Таким образом все основные средства, в том числе и здания, имеют контакт с агрессивной технологической средой, которая может послужить причиной инициирования аварийной ситуации и к ним применим ПКА_{ас}.

В рамках проделанной работы было изучено более 150 судебных актов, разного рода судебных инстанций по вопросам применения повышенного коэффициента амортизации основных средств. Стоит отметить, что действующая судебная практика говорит о принятии стороны налогоплательщика при использовании повышенного коэффициента амортизации для основных средств, работающих в условия агрессивной среды (таблица 1).

Таблица 1

Анализ судебных актов по вопросам применения ПКА_{ас}

Судебная инстанция	АС	ААС	ФАС	ВАС
Количество рассмотрений	14	17	17	3

Экономический эффект достигается за счёт увеличения в два раза амортизационных отчислений, являющихся расходной частью при определении налогооблагаемой части дохода и вследствие снижения налоговых выплат (отчислений).

По результатам анализа действующего законодательства и судебных актов, можно сделать вывод о возможности применения повышенного коэффициента амортизации на промышленных объектах с воздействием агрессивной технологической среды, коими являются в том числе объекты нефтегазовой промышленности.

Список литературы

1. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения: ГОСТ 22.0.05-97. - Введ. 1996-01-01. – Введ. 2002–01–01. – Москва : Изд-во стандартов, 2001. – IV, 27 с.
2. Информационно-правовой портал [Электронный ресурс] // «КонсультантПлюс». – Режим доступа : <http://www.garant.ru>.
3. Информационно-правовой портал [Электронный ресурс] // «Гарант»– Режим доступа : <http://www.garant.ru>.
4. Картотека арбитражных дел [Электронный ресурс] // Федеральные арбитражные суды Российской Федерации. – Режим доступа : <http://www.arbitr.ru>
5. Налоговый кодекс. Ч. 1 : федеральный закон Рос. Федерации от 31 июля 1998 г. № 146 – ФЗ // Российская газета – 1998. – 6 авг.
6. Налоговый кодекс Ч. 2 : федеральный закон Рос. Федерации от 5 авг. 2000 г. № 117 – ФЗ // Российская газета. – 2000. – 10 авг.

7. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности : федеральный закон Рос. Федерации от 22 июля 2008 г. № 123 – ФЗ // Российская газета. – 2008. – 1 авг.

8. Об охране окружающей среды : федеральный закон Рос. Федерации от 10 янв. 2002 г. № 7 – ФЗ // Российская газета. – 2002. – 10 янв.

9. Федорова, О. Б. Финансовые аспекты деятельности предприятий и организаций (в схемах и таблицах): учебно-практическое пособие / О. Б. Федорова, Е. Л. Чижевская, В. М. Пленкин. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 164 с.

10. О бухгалтерском учете : федеральный закон Рос. Федерации от 6 дек. 2011 г. № 402 – ФЗ // Российская газета. – 2011. – 7 дек.

11. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса : федеральный закон Рос. Федерации от 21 июля 2011 г. № 256 – ФЗ // Российская газета. – 2002. – 26 июля.

12. О внесении изменений и дополнений в Перечень районов Крайнего Севера и местностей, приравненных к районам Крайнего Севера : постановление Совета Министров СССР от 10 нояб. 1967 г. № 1029.

13. О промышленной безопасности опасных производственных объектов : федеральный закон Рос. Федерации от 30 июля 1997 г. № 116 – ФЗ // Российская газета. – 1997. – 30 июля.

УДК 656.13/73.31.41

Лисовская И.В.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация: Выявление путей эффективного использования и развития ресурсной базы Арктической зоны Российской Федерации. Вполне логично будет сказать о том, что для этого требуется высококвалифицированные специалисты с данными навыками и умениями в этой отрасли производства. Для этого следует учесть несколько факторов, во-первых, образование и стаж работников здесь играют ключевую роль, во-вторых, разработка новых технологий приведет к повышению надежности объектов трубопроводного транспорта. В условиях современного мира, разработка грамотной стратегии развития Арктического шельфа России создаст условия для выхода на новый качественный путь развития науки и экономики, а также позволит стране выйти на высокие показатели по добыче ископаемого ресурса. Выведено заключение о том, что разработка Арктического шельфа – является приоритетным направлением нефтегазовой отрасли на ближайшие 5 лет.

Abstract: Identifying ways to effectively use and develop the resource base of the Arctic zone of the Russian Federation. Statement of the problem: it is logical to say that this requires highly qualified specialists with these skills and abilities in this industry. Ways to solve the problem: to do this, several factors should be taken into account, firstly, the education and experience of employees play a key role here, and secondly, the development of new technologies will lead to an increase in the reliability of pipeline transport facilities.

In the modern world, the development of a competent strategy for the development of the Arctic shelf of Russia will create conditions for entering a new qualitative path of development of science and economy, as well as allow the country to reach high levels of extraction of fossil resources. It is Concluded that the development of the Arctic shelf is a priority direction of the oil and gas industry for the next 5 years.

Ключевые слова: Ресурсы, стратегия, наука, нефтегазовая отрасль, инновации, перспектива.

Key words: Resources, strategy, science, oil and gas industry, innovation, perspective.

Несмотря на развитие альтернативных видов энергии, нефте- и газопродукты остаются важнейшим ресурсом на планете. Углеводородное сырье применяется для изготовления топлива моторного и турбинного, смазочных материалов, растворителей, пластмассы, красителей, присадок и других продуктов. Одной из важнейших площадок по обеспечению Российской Федерации этим сырьем, является Арктическая зона.

Арктическая зона РФ (АЗРФ)– это северная оконечность Европейской и Азиатской частей РФ, расположена вдоль побережья морей Северного Ледовитого океана: Баренцева, Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского. В настоящее время Арктическая зона России обеспечивает около 11% национального дохода России, при том, что там проживает только 1,95 млн. чел. - около 1,4% населения всей страны.

Арктическая зона РФ, по оценке Минприроды, содержит начальные извлекаемые суммарные ресурсы в размере 258 миллиардов тонн условного топлива, что составляет 60% всех ресурсов углеводородов страны. Разведанные запасы нефти в российской Арктике составляют 7,7 миллиардов тонн, газа — 67 миллиардов кубометров, сообщил РИА Новости представитель Минприроды. При этом еще предстоит разведать более 90% арктического шельфа и 53% территории на суше.[3]

Основная часть разведанных запасов находится на суше, в пределах двух автономных округов: Ямало-Ненецкого — 4,938 миллиарда тонн (Западно-Сибирская НГП) и Ненецкого — 1,057 миллиарда тонн (Тимано-Печорская НГП). По данным Минприроды, геологоразведочные работы в российской Арктике сейчас ведутся на 75 лицензионных участках, а до 2020 года компании должны пробурить 36 поисковых и 15 разведочных скважин.

Запасы категории АВС1+С2 находится на суше, в пределах двух автономных округов: Ямало-Ненецкого — 4,938 миллиарда тонн (Западно-Сибирская НГП) и Ненецкого — 1,057 миллиарда тонн (Тимано-Печорская НГП). По данным Минприроды, геологоразведочные работы в российской Арктике сейчас ведутся на 75 лицензионных участках, а до 2020 года компании должны пробурить 36 поисковых и 15 разведочных скважин.

На базе результатов проведенных исследований, была прописана стратегия развития Арктической зоны РФ. Стратегия предусматривает три этапа, расписанных вплоть до 2025 года. Первые два этапа напрямую связаны с добычей и реализацией ископаемого ресурса. Их мы и рассмотрим.[1]

Первый этап стратегического развития

Основными механизмами реализации стратегии являются:

а) государственная программа социально-экономического развития Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года;

б) иные государственные программы Российской Федерации, федеральные и ведомственные целевые программы, а также отраслевые стратегии, региональные и муниципальные программы, программы крупных компаний, предусматривающие мероприятия, направленные на комплексное развитие территории Арктической зоны Российской Федерации.[5]

Избранные механизмы реализации выделяют несколько целей, среди которых:

1. Эффективное использование и развитие ресурсной базы Арктической зоны Российской Федерации, способной в значительной степени обеспечить потребности России в углеводородных ресурсах, водных биологических ресурсах и других видах стратегического сырья.

2. Развитие науки и технологий.

Для эффективного использования и развития ресурсной базы РФ предусматриваются:

а) формирование проектов организации комплексного изучения континентального шельфа и прибрежных территорий, подготовка запасов углеводородного сырья к их освоению на основе государственной программы разведки континентального шельфа и освоения его минеральных ресурсов, обеспечивающей существенный прирост балансовых запасов полезных ископаемых арктических морских месторождений;

б) формирование резервного фонда месторождений в Арктической зоне Российской Федерации, который даст гарантию энергетической безопасности страны и создаст устойчивый фундамент для развития топливно-энергетического комплекса в долгосрочной перспективе, в период замещения падающей добычи в районах традиционного освоения после 2020 года;

в) организация в целях обеспечения в средне- и долгосрочной перспективе внутренних и экспортных потребностей Российской Федерации на основе крупных инвестиционных проектов с использованием современных технологий и сервисных услуг;

г) реализация крупных инфраструктурных проектов, предусматривающих интеграцию Арктической зоны Российской Федерации с освоенными районами России, освоение Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и месторождений углеводородов на континентальном шельфе Баренцева, Печорского и Карского морей, полуостровов Ямал и Гыдан;

д) развитие в целях обеспечения проектов освоения месторождений углеводородов на континентальном шельфе Российской Федерации наукоемкого морского сервисного комплекса;

е) повышение качества и конкурентоспособности продукции горно-промышленного комплекса, освоение новых перспективных месторожде-

ний, создание новых перерабатывающих производств на принципах комплексного использования минерального сырья и внедрения современных энергосберегающих технологий;

В целях развития науки и технологий предусматриваются:

а) объединение ресурсов и возможностей государства, бизнеса, науки и образования для формирования конкурентоспособного научно-технологического сектора в области разработки и внедрения передовых технологий;

б) разработка материалов, адаптированных к природно-климатическим условиям Арктики, а также внедрение технических средств и приборной базы, адаптированных к проведению полярных научных исследований;

в) разработка и внедрение новых видов техники и технологий в области рационального природопользования, а также предотвращения и ликвидации аварийных разливов нефти в ледовых условиях;

г) научное обоснование долгосрочных перспектив и основных направлений развития различных видов деятельности в Арктике;

д) проведение комплексных научных исследований по изучению опасных природных явлений, разработка и внедрение современных технологий и методов их прогнозирования в условиях меняющегося климата;

е) прогноз и оценка последствий глобальных климатических изменений, происходящих в Арктической зоне Российской Федерации под влиянием естественных и антропогенных факторов, в среднесрочной и долгосрочной перспективе, включая повышение устойчивости объектов инфраструктуры;

ж) изучение влияния на здоровье населения вредных факторов окружающей среды, научное обоснование комплекса мероприятий, направленных на оздоровление среды обитания населения и профилактику заболеваний;

з) развитие экспедиционной деятельности в целях реализации крупномасштабных и комплексных научных проектов в Арктике, в том числе в рамках международного сотрудничества;

и) использование возможностей международного научного и научно-технического сотрудничества, обеспечение участия российских научных и научно-образовательных организаций в глобальных и региональных технологических и исследовательских проектах в Арктике.[4]

Этапы, прописанные выше, находятся в стадии реализации. Они являются мощным фундаментом для развития Арктической зоны РФ и позволяют перейти к практической части проекта «Арктика».

Благодаря инновационным технологиям, применяемым для реализации этого проекта, повышается конкурентоспособность РФ со странами-лидерами нефтегазовой промышленности. Также, немаловажную роль эти технологии играют в приспособлении к природно-климатическим условиям Арктической зоны. Всё выше перечисленное по итогу программы развития должно вывести нефтегазовую промышленность на качественно новый уровень.

Второй этап. Реализация стратегии развития Арктической зоны РФ
Практическая часть реализации стратегии развития Арктической зоны РФ предусматривает следующие направления работы:

а) реализация конкурентных преимуществ Российской Федерации в области освоения минерально-сырьевых ресурсов континентального шельфа Российской Федерации в Арктике;

б) развитие системы комплексной безопасности для защиты территорий, населения и критически важных объектов Арктической зоны Российской Федерации от угроз чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

в) развитие инфраструктуры Северного морского пути и флота, в том числе ледокольного, для решения задач транспортного обеспечения арктических районов, а также евразийского транзита;

г) реализация комплекса мер по обеспечению долгосрочного неистощительного использования водных биологических ресурсов Арктической зоны Российской Федерации, включая повышение эффективности использования потенциала водных биологических ресурсов арктических морей;

д) снижение и предотвращение негативного воздействия на окружающую среду Арктической зоны Российской Федерации; [5]

По итогам завершения проекта ожидаются качественные, и количественные результаты выполненной работы. К качественным результатам относятся развитая инфраструктура Арктической зоны, появление наукоемких технологий и выход страны на первое место в рейтинге стран занимающейся добычей нефтегазового сырья, а к количественным - увеличение объемов добываемого сырья. [2]

Заключение

Развитие Арктической зоны на данный момент является перспективным направлением в области добычи углеводородного сырья, так как эта территория является стратегическим важным объектом для Российской Федерации. На долю Арктической зоны выпадает 60% природного ресурса России, 90% из которых еще не исследованы. Освоение этих территории дает стране гарантию стабильности в области топливно-энергетического сектора.

Исходя из понимания взаимосвязи всех элементов жизнедеятельности человека, можно так же обозначить важность развития Арктической зоны, как социально-экономической единицы РФ и выявить положительные качественные изменения в этой сфере. С развитием АЗРФ повысится качество и уровень жизни населения страны и в частности регионов, находящихся на Арктическом шельфе.

Список литературы

1. Серикова, У. С. История освоения Арктики / У. С. Серикова // История и педагогика естествознания. – 2016. - № 4. - С. 35-40.

2. Квасов, И. Н. Транспортный комплекс для нефти и нефтепродуктов. Способы и их анализ. Перспективные направления развития трубопроводного транспорта России / А. К. Мусайбекова, Ю. В. Непойранова, И. Н. Квасов // Проблемы и перспективы развития менеджмента в России : материалы V Международной научно-практической конференции. – Омск, 2017. – С. 136-145.

3. Конторович, А. Э. Нефть и газ российской Арктики: история освоения в XX веке, ресурсы, стратегия на XXI век / А. Э. Конторович // Наука из первых рук. - 2015. - № 61 (1). - С. 46-65.

4. О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации : указ Президента РФ от 2 мая 2014 г. № 296.

5. Постановление Правительства РФ от 31 августа 2017 г. N 1064 "О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 21 апреля 2014 г. N 366".

УДК 628.232

Маркова О.Э., Закирзаков А.Г., Шаньков А.В.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПРИТОЧНОЙ ВЕНТИЛЯЦИИ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

Аннотация: статья, в которой рассматривается совершенствование системы приточной вентиляции НПС с использованием водного раствора Экосол 65.

Abstract: the article, which deals with the improvement of ventilation systems of OPS using an aqueous solution Ekosol 65.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, калорифер, приточная вентиляция, Экосол 65.

Keywords: oil pumping station, heater, input ventilation, Ecosol 65.

Для обеспечения безотказной работы НПС все основное и вспомогательное оборудование имеет резерв, находящийся в постоянной готовности. Обеспечение требуемой надежности НПС должно достигаться разнообразными способами, включающими повышение надежности отдельных элементов.

Повышение надежности НПС может достигаться резервированием наиболее надежных элементов и, прежде всего, вспомогательных систем.

В настоящее время на многих нефтеперекачивающих станциях ОАО АК «Транснефть» существует риск обмерзания калориферов системы приточной вентиляции в зимний период эксплуатации. Данная вспомогательная система имеет большое значение для обеспечения бесперебойной работы магистральной насосной станции, следовательно, всего технологического участка в целом, являясь одним из пунктов станционных технологических защит. Правильная работа установки приточной вентиляции обес-

печивает необходимый восьмикратный обмен свежего воздуха по всему объему производственного помещения.

При умеренных температурах наружного воздуха, согласно температурному графику работы котельных, в целом система теплового контура калориферов работает в штатном режиме (Рис. 1), но всегда остается риск возникновения нештатной аварийной ситуации при более низких температурах. Недостатки данной схемы работы системы в зимний период:

- 1) отсутствие возможности регулирования подогрева приточного воздуха в помещении насосного зала магистральной насосной;
- 2) постоянное присутствие риска размораживания калориферов приточных вентиляторов при температурах окр. воздуха ниже -40°C ;
- 3) невозможность снижения потока среды для понижения температуры приточного воздуха в калорифере в период температур окружающего воздуха $-10\dots-15^{\circ}\text{C}$ (весна, лето) из-за наличия риска замерзания воды в трубах калорифера и как следствие его размораживания.

При отказе в системе какого-либо регулирующего, контролирующего оборудования (некорректная работа термодатчика, трехходового клапана), отказ в работе сетевых циркулирующих насосов, аварийной ситуации (размораживанию калориферов), а возможно и аварийному останову магистрального насосного агрегата и МНС в целом, что недопустимо.

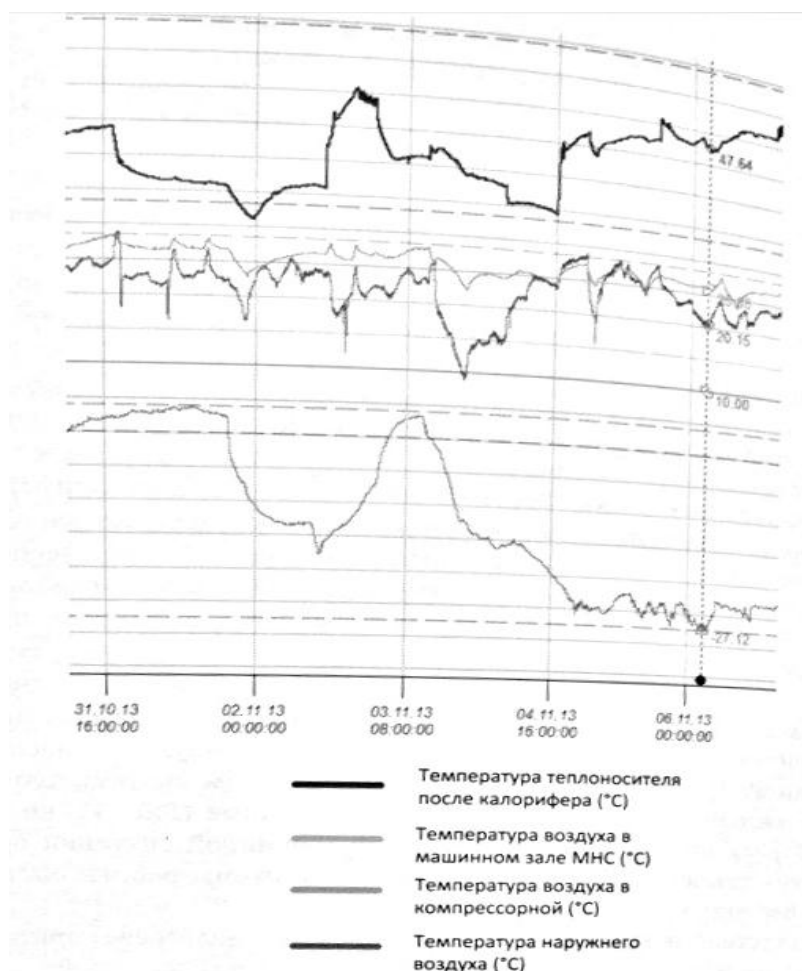


Рис. 1. Нормальный режим работы системы приточной вентиляции

Суть дооснащения теплового контура системы приточной вентиляции МНС заключается во включении в систему обвязки теплообменников и замене циркулирующей среды в калориферах с воды на более устойчивый к низким температурам раствор, что предотвратит замерзание калориферов в случае возникновения нештатной ситуации и в целом повысит надежность работы системы в зимний период. Разработанная схема приведена на Рис. 2.

Предполагается установить ряд датчиков и разработать алгоритм защиты, способствующей дополнительно воспрепятствовать воздействию отрицательных температур на дорогостоящее оборудование (магистральный насосный агрегат), установленного в насосном зале магистральной насосной, а именно, исключить поступление холодного воздуха путем отключения системы приточных вентиляторов в случае нештатной ситуации (остановка сетевых насосов в котельных, обесточивание оборудования). Система защиты будет работать следующим образом:

1) В случае остановки сетевых насосов на котельных, сигнал «Остановка сетевых насосов» уходит на АРМ оператора НППС (появляется звуковая и визуальная сигнализация, оповещающая об аварии);

2) Далее сигнал ходит на систему приточной вентиляции – «Остановка приточных вентиляторов МНС» с последующим кратковременным переходом в режим «маскировки», исключающую возможность остановки магистральных насосных агрегатов. Режим перехода установить продолжительностью в 20 минут для восстановления нормального режима работы котельных.

Также необходимо будет установить регулятор температуры, который будет управлять трехходовым краном, осуществляющий перепуск подогретого раствора Экосола на обратный трубопровод (минуя калориферные установки), тем самым регулируя температуру подачи в насосный зал.

При выборе циркулирующей среды в контуре калорифер – теплообменник, руководствовались следующими требованиями:

- рабочая среда должна оставаться в жидком агрегатном состоянии при пониженных температурах (до -60°C);
- обеспечение необходимых теплофизических свойств (теплоемкость, теплопроводность, устойчивость к температурным перепадам);
- минимальное коррозионное воздействие на технологическое оборудование;
- пожаро – и взрывобезопасность при использовании и хранении;
- экологическая безопасность при применении;
- использование выбранного водного раствора в других циркулирующих системах (например, охлаждение электродвигателей МНА).

Конечно же, вода, как теплоноситель, обладает идеальными свойствами – высокой теплоемкостью и теплопроводностью, практически нулевой вязкостью, незначительным тепловым расширением, практически неограниченными природными ресурсами и самое важное – повсе-

местной доступностью, практически нулевой стоимостью и абсолютной экологической безопасностью. И единственным, непреодолимым недостатком – низкой (нулевой) температурой замерзания и при этом замерзая расширяется, образуя очень твердую и прочную кристаллическую решетку, давление которой не способны выдержать никакие инженерные устройства, механизмы и системы, что и является основной проблемой. Этот вариант уже не рассматривается. Среди самых распространенных тепло – и хладоносителей, применяемых промышленности это растворы на основе растворов гликоля (этиленгликоля) и водного раствора этилкарбитола (экосола). Рассмотрим достоинства и недостатки каждого из них, чтобы выбрать оптимальный вариант.

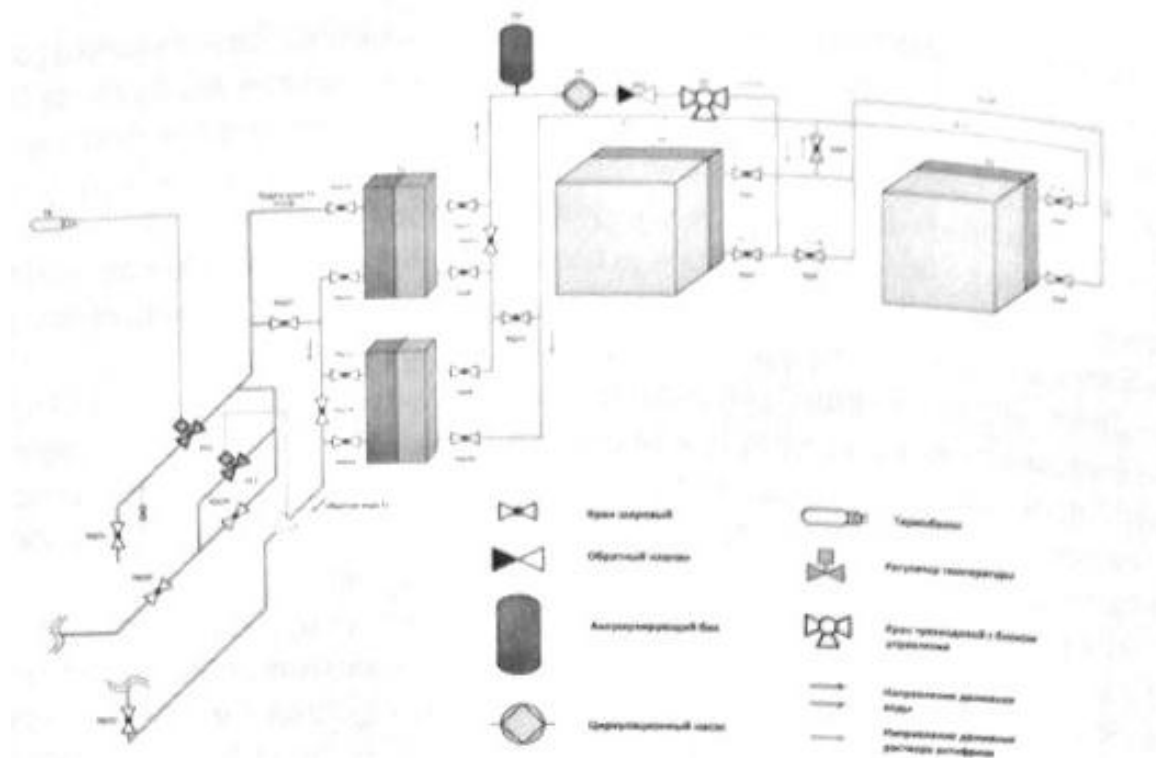


Рис. 2. Принципиальная схема системы приточной вентиляции с применением пластинчатых теплообменников и теплоносителя на основе водного раствора Экосола 65

Сравнивая вышеописанные растворы, выбор был сделан в пользу применения Экосола 65, обладающего рядом преимуществ:

- 1) устойчивая работа при низких температурах;
- 2) хорошие теплоэнергетические характеристики;
- 3) высокие антикоррозийные характеристики;
- 4) пожаро – и взрывобезопасность раствора;
- 5) экологическая безопасность при применении;
- 6) относительная дешевизна по сравнению с этиленгликолем, а также возможность применения в других системах.

Для реализации данного проекта необходимо выполнить монтаж следующего технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры. Принципиальная схема системы приточной вентиляции с применением пластинчатых теплообменников и теплоносителя на основе водного раствора Экосола 65 приведена на Рис 2.

В ходе работы над данным проектом было установлено следующее:

- дооснащение внутреннего контура ИТП системы приточной вентиляции возможно;
- применение данной схемы системы приточной вентиляции позволит повысить надежность одной из основных вспомогательных систем;
- вероятность нестационарных процессов МНС сократится;
- снижение отказов оборудования системы приточной вентиляции МНС позволит повысить надежность НПС.

Список литературы

1. Антипов, В. Н. Работа промежуточных насосных станций при перекачке газонасыщенных нефтей / В. Н. Антипов, А. П. Неволин, Ю. Д. Земенков // Нефтяное хозяйство. - 1981. - № 10. - С. 46-48.

2. Техническая и параметрическая диагностика в трубопроводных системах / В. Н. Антипов [и др.] ; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. – Тюмень : Вектор Бук, 2002. - 432 с.

3. Диагностика повреждений и утечек при трубопроводном транспорте многофазных углеводородов / под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. – Тюмень : Вектор Бук, 2002. - 432 с.

4. Земенков, Ю. Д. Типовые расчеты процессов в системах транспорта и хранения нефти и газа / Ю. Д. Земенков. – Санкт-Петербург : Недра, 2007. -599 с.

5. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах : учеб. пособие / под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. – Санкт-Петербург : Недра, 2004. – 544 с.

6. Шпилевой, В. А. Управление энергоемкостью в условиях российской экономики / В. А. Шпилевой, Е. В. Курушина, Ю. Д. Земенков // Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика. - 2012. - № 3. – С. 61-65.

7. Эксплуатация магистральных нефтепроводов : учеб. пособие под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. - 3-е изд., перераб. и доп. – Тюмень : Вектор Бук, 2003. – 664 с.

8. Эксплуатация насосно-силового оборудования на объектах трубопроводного транспорта : учебное пособие / под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 456 с.

9. Энергосбережение при эксплуатации насосных установок (регулируемый привод и гидромурфта) / А. А. Кисляков [и др.] // Нефтегазовый терминал : сборник научных статей Международной научно-технической конференции / под общ. ред. С. Ю. Подорожникова. – Тюмень, 2015. - С. 102-108.

ОСОБЕННОСТИ АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

Аннотация: Рассмотрены ключевые особенности разработки Ачимовских залежей: высокое пластовое давление и температура; высокое содержание углеводородов C_{3+} в пластовом газе; высокое содержание парафинов в газовом конденсате; высокая температура конца кипения конденсата. Описаны пути решения данных "проблем", а также направления развития.

Abstract: The key features of the development of Achimov deposits are considered: high reservoir pressure and temperature; high content of $C_3 +$ hydrocarbons in reservoir gas; high paraffin content in gas condensate; high temperature of the end of boiling condensate. Describes how to solve these "problems", as well as the direction of development.

Ключевые слова: ачимовские залежи; пластовое давление; углеводороды; нестабильный конденсат; сепарация; температура кипения.

Key words: Achimov deposits; reservoir pressure; hydrocarbons; unstable condensate; separation; boiling temperature.

Ачимовские отложения залегают на глубинах около 3500-4000 м и имеют гораздо более сложное геологическое строение по сравнению с сеноманскими (находятся на глубине 1000-1700) и валанжинскими (неокомские) (1700-3400 м) залежами (рис. 1).

Разработка Ачимовских залежей - перспективное направление дальнейшего развития ПАО «Газпром». Суммарные геологические запасы компонентов Ачимовских залежей ЯНАО составляют около 3,0 трлн m^3 газа, 900 млн т конденсата и 2600 млн т нефти. Освоение Ачимовских отложений Уренгойского региона позволит ежегодно получать из них около 10 % совокупного объема годовой национальной добычи газа [7].

Подготовка газа Ачимовских залежей впервые на территории России в рамках опытно-промышленной эксплуатации началась в 2008 г. на первом участке Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) после ввода на УКПГ-31 первых двух цехов с суммарной производительностью по пластовому газу 10 млн m^3 /сут. Вторым производственным объектом разработки Ачимовских отложений стала введенная в эксплуатацию в 2009 г. УКПГ-22 производительностью по пластовому газу также 10 млн m^3 /сут. Подготовка газа и конденсата на УКПГ-31 и УКПГ-22 осуществляется традиционной трехступенчатой схемой низкотемпературной сепарации (НТС) с эжектором на температурном уровне до -30 °С. Товарная продукция промыслов - газ и нестабильный конденсат (НК) [4,5].

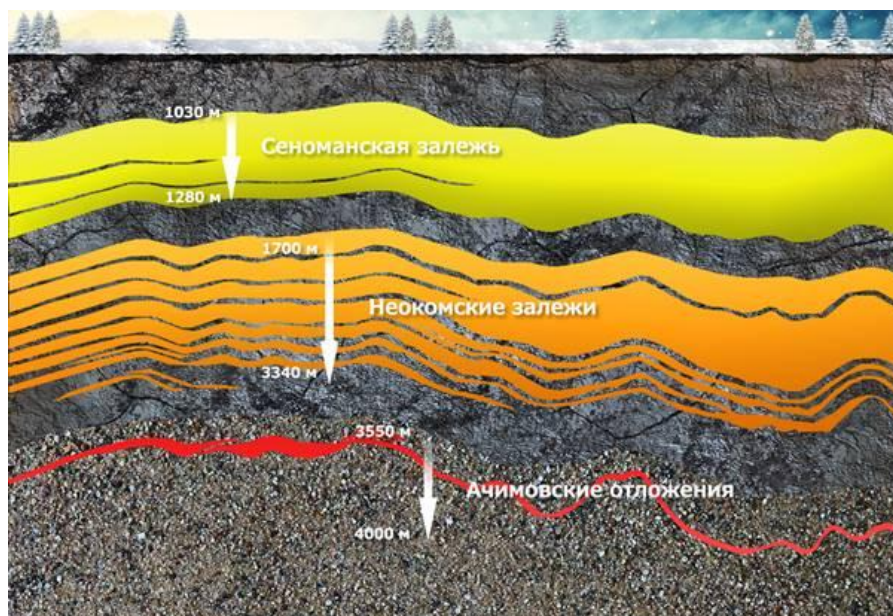


Рис.1. Глубина залегания газовых пластов

В 2014 г. началась разработка Ачимовской залежи Самбургского участка Уренгойского НГКМ. Подготовка газа на данном объекте осуществляется по технологии НТС с турбодетандерными агрегатами. Номинально температура НТС составляет -31 -30 °С, однако существует возможность работать на пониженном температурном уровне сепарации до -40 °С. Товарными продуктами УКПГ являются газ (смесь газов сепарации и деэтанзации) и деэтанализированный конденсат (ДК).

Стоит выделить несколько основных отличительных особенностей:

Высокие значения пластового давления и пластовой температуры

Ачимовские залежи характеризуются пластовым давлением 60...65 МПа и пластовой температурой 105...115 °С [10]. Высокие пластовые давления определяют большой перепад давления на устьях скважин: давление снижают до 12... 13 МПа, что приводит к снижению устьевой температуры с 55...60 до 35...40 °С (при этом отсутствует риск гидратообразования на устьях скважин).

Повышенные пластовые температуры определяют высокое равновесное влагосодержание пластового газа: даже на начальной стадии разработки Ачимовских залежей оно составляет 5...7 г/м³, в то время как для валанжинских залежей характерны влагосодержания на уровне 2...3 г/м³. Высокие значения температур газа в пласте определяют и более высокие температуры газа на входе в УКПГ - на уровне 30...35 °С, что выше температуры гидратообразования, поэтому подача антигидратного реагента - метанола - может потребоваться только на самых удаленных кустах скважин. В связи с этим концентрация метанола в пластовой воде, отделяемая на стадии первичной сепарации газа оказывается в пределах допустимых значений (не более 4 % масс.) [3].

Высокое содержание углеводородов C_{3+} в пластовом газе

Содержание пропан-бутанов и углеводородов (УВ) C_{5+} в пластовом газе Ачимовских залежей составляет 110... 120 г/м³ и 300...400 г/м³ соответственно. Это в два-три раза выше, чем для газов валанжинских залежей.

Для газа с содержанием УВ C_{5+} в количестве 160 г/м³ минимально возможная температура НТС составляет -32...-30 °С (из-за увеличения удельного количества газов дегазации при понижении температуры НТС и возможности эжектора по их утилизации). Однако при снижении содержания УВ C_{5+} в пластовом газе в два раза (до 80 г/м³) эта температура может достигать -43 °С [2].

Еще одним следствием высокого содержания УВ C_{3+} в пластовом газе является высокая степень извлечения C_{5+} даже при умеренно низкой температуре НТС на уровне -30 °С. Остаточное содержание в газе сепарации пластовых газов с содержанием УВ C_{5+} в количестве 100...250 г/м³ составляет от 2,0 до 6,0 г/м³, а степень извлечения — от 96...98 %. Для газов Ачимовских залежей с содержанием УВ C_{5+} в количестве 300 г/м³ остаточное содержание составляет ~3,0 г/м³, а степень извлечения — более 99 %. Высокая степень извлечения УВ C_{5+} позволяет рекомендовать к применению эжекторную схему подготовки газа на умеренно низком температурном уровне НТС (приблизительно -30 °С) при получении на промысле стабильного конденсата. Если же товарной продукцией является НК или ДК, применение технологии НТС может оказаться недостаточно эффективным, так как степень извлечения пропана и бутанов в составе жидкой продукции невелика: 55 и 75 % соответственно (рис. 2) [8].

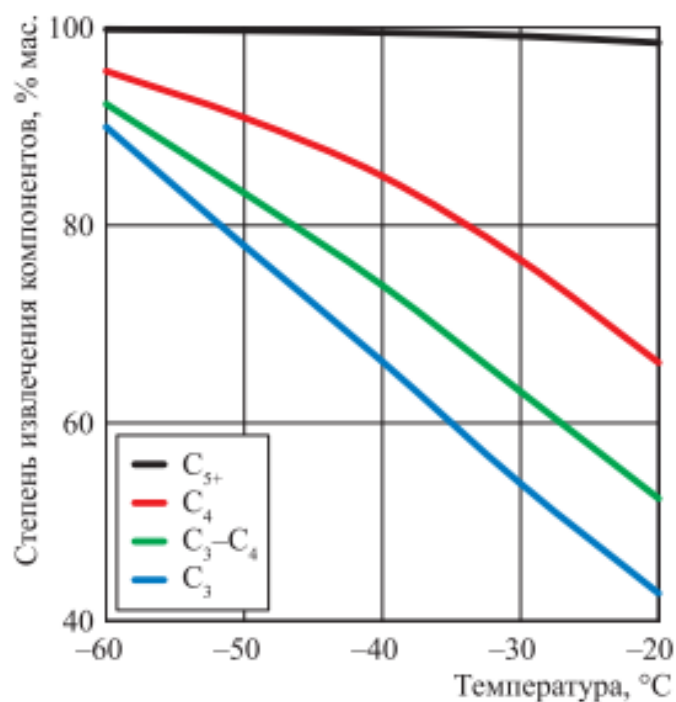


Рис. 2. Степень извлечения компонентов C_3 , C_4 , C_3-C_4 и C_{5+} в составе НК в зависимости от температуры НТС (давление НТС - 5,6 МПа)

Гомологический ряд углеводородов

Формула	Название	Агрегатное состояние при нормальных условиях	Радикал (r)	Название радикала
CH ₄	метан	CH ₄ -C ₄ H ₁₀ газы	CH ₃	метил
C ₂ H ₆	этан		C ₂ H ₅	этил
C ₃ H ₈	пропан		C ₃ H ₇	пропил
C ₄ H ₁₀	бутан		C ₄ H ₉	бутил
C ₅ H ₁₂	пентан	C ₅ H ₁₂ -C ₁₆ H ₃₂ жидкости	C ₅ H ₁₁	пентил
C ₆ H ₁₄	гексан		C ₆ H ₁₃	гексил
C ₇ H ₁₆	гептан		C ₇ H ₁₅	гептил
C ₈ H ₁₈	октан		C ₈ H ₁₇	октил
от C ₁₆ H ₃₄ – твердые вещества				

Высокое содержание парафинов в газовом конденсате

Отличительной особенностью Ачимовских флюидов является высокое содержание парафинов (УВ C₁₆₊), причем их количество может составлять 8 % масс, и более. Наличие парафинов в составе входного газа оказывает существенное влияние на технологические процессы подготовки газа, заключающееся в отложении парафинов на элементах сепарационного и теплообменного оборудования, частичном перекрытии сечения проточной части аппаратов, увеличении перепада давления в теплообменниках и снижении их коэффициента теплопередачи, повышении температуры конечной ступени сепарации и ухудшении показателей качества газа (точки росы по УВ) и др. Предложено предотвращать отложения парафинов рециркуляцией легкого конденсата [1, 9]. Правда этот технологический прием экспериментально еще не проверен. В данный момент применяют дополнительную очистку газа от углеводородной жидкости, что снижает риски парафиноотложений в низкотемпературной части установки.

Надо отметить, что высокое содержание парафинов в составе пластового газа Ачимовских залежей носит временный характер и будет постепенно уменьшаться в процессе разработки месторождения в результате снижения пластового давления и конденсации тяжелых углеводородов непосредственно в пласте. Поэтому на определенном этапе разработки месторождения можно снизить температуру в емкости конечной дегазации конденсата и тем самым увеличить выход товарного НК.

Высокая температура конца кипения конденсата

Кроме высокого содержания УВ C₅₊ в пластовом газе важную роль играет параметр «температура конца кипения конденсата». Характеристика тяжелых УВ пластовых флюидов для различных объектов добычи приведена в табл. 2. Как видим, Ачимовский конденсат характеризуется максимально высокой молекулярной массой самой тяжелой фракции и самой высокой температурой конца кипения конденсата.

Характеристика высококипящих фракций пластовых флюидов

Залежь	Молярная масса самой тяжёлой фракции, г/моль	Температура конца кипения, °С	Конденсатный фактор, г/м ³
Аптская Бованенского НГКМ	340	390	2,3
Валанжинская Заполярного НГКМ	409	441	144
Валанжинская Ямбургского НГКМ	413	485	75
Ачимовская Уренгойского НГКМ	600	595	290

Большое содержание парафинов в газовом конденсате в сочетании с высокой температурой конца кипения конденсата при моделировании технологических процессов определяет весьма большое расхождение расчетного и инструментального способов определения температуры точки росы газа сепарации по УВ ($TTR_{УВ}$). Расчетный способ определения $TTR_{УВ}$ подразумевает построение адекватной технолого-математической модели всей системы подготовки газа в одном из существующих программных комплексов. При построении такой модели необходимо задавать капельные уносы жидкости из сепараторов, мг/м³. В программных комплексах расчетное значение $TTR_{УВ}$ соответствует температуре появления первой капельки жидкости, которую практически невозможно увидеть на зеркальце приборов конденсационного типа (Higrovision, «Конг-Прима»). В рассматриваемом случае расхождение в зависимости от величины капельных уносов в сепарационном оборудовании может составлять 90 градусов и более. Например, результат измерения $TTR_{УВ}$ составляет -20 °С, а расчетным способом можно получить +70 °С.

Таким образом, необходимо уточнение понятийного аппарата по требованиям к показателям качества товарного газа газоконденсатных месторождений [6]. Удельные количества жидкости, образующиеся при охлаждении Ачимовского газа НТС (УКПГ-31) на температурном уровне сепарации -30 °С при различном уносе жидкой фазы, приведены на рис. 3.

В паспортах качества товарного газа, как правило, фигурируют значения $TTR_{УВ} \sim -29$ °С. В зависимости от уноса указанному значению $TTR_{УВ}$ соответствует выделяемая жидкость в количестве от 0,1 мг/м³ (унос 50 мг/м³) до 6 мг/м³ (унос 250 мг/м³). Учитывая среднюю фактическую эффективность сепараторов на уровне 50... 100 мг/м³, в качестве расчетного можно принять такое значение $TTR_{УВ}$, при котором на 1 м³ газа сепарации конденсируется 0,5 мг/м³ УВ-жидкости. Предлагаемый приём устраняет противоречие между расчетным и инструментальными способами определения $TTR_{УВ}$ [11].

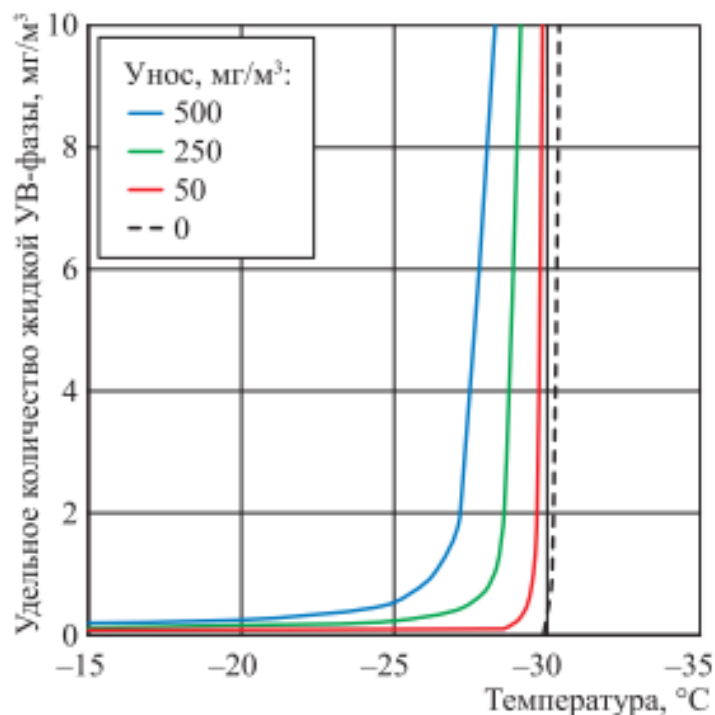


Рис. 3. Зависимость содержания жидкости в газе сепарации от температуры этого газа и уноса жидкости из сепаратора при фиксированной температуре НТС -30 °С

В настоящее время накоплен достаточно большой опыт эксплуатации объектов добычи ачимовских залежей. Перечисленные особенности позволяют выбрать направления усовершенствования существующих технологических схем подготовки газа и разработать новые схемы, решающие задачу максимально полного извлечения УВ C_{3+} . В частности, в настоящее время, работу в данном направлении проводит ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Список литературы

1. Бекиров, Т. М. Технология обработки газа и конденсата / Т. М. Бекиров, Г. А. Ланчаков. – Москва : Недра Бизнесцентр, 1999. - 596 с.
2. Границы применимости технологии НТС / А. Н. Кубанов [и др.] // Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа : сб. науч. тр. – Москва : ИРЦГазпром, 1997. - № 11. - С. 19-26.
3. Николаев, О. А. Опыт эксплуатации основного технологического оборудования по подготовке к транспорту газа ачимовских горизонтов на УКПГ-22 ООО «Газпром добыча Уренгой» / О. А. Николаев, А. В. Букин // Сборник научных трудов ООО «Газпром добыча Уренгой». – Москва : Недра, 2013. - С. 83-90.
4. Освоение участков ачимовских отложений ООО «Газпром добыча Уренгой» / А. Ю. Корякин [и др.] // Научный журнал российского газового общества. - 2017. - № 3. - С. 21-28.

5. Совершенствование технологии ингибирования установки низкотемпературной сепарации ачимовских залежей / А. Ю. Корякин [и др.] // Технологии нефти и газа. - 2017. - № 6. - С. 10-13.
6. Новый методический подход к расчётному определению температуры точки росы газа сепарации по углеводородам / А. Н. Кубанов [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. - 2017. - № 2. - С. 63-71.
7. Обоснование стратегии освоения ачимовских отложений Уренгойского месторождения / В. А. Маркелов [и др.] // Газовая промышленность. - 2016. - № 1. - С. 40-45.
8. Прокопов, А. В. Степень извлечения и остаточное содержание углеводородов C_{5+} в газе сепарации газоконденсатных месторождений / А. В. Прокопов, В. А. Истомин, Д. М. Федулов // Нефтегазохимия. - 2016. - № 2. - С. 64-70.
9. Борьба с парафиноотложением при разработке ачимовских залежей Уренгойского месторождения / Е. И. Савченко [и др.] // Научный форум. Сибирь. - 2016. - Т. 2, № 4. - С. 51-52.
10. Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин с пологим окончанием в условиях АВПД и низких ФЕС / В. П. Тюрин [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. - 2016. - № 7. - С. 40-45.
11. Специфика промысловой подготовки газов ачимовских залежей / А. В. Прокопов [и др.] // Вестник газовой науки. - 2018. - № 1 – С. 226-234.

УДК 544.723

Махортова И.Р., Шаньков А.В.

КАЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ АДСОРБИРУЮЩИХ ФИЛЬТРОВ НА ОСНОВЕ ЦЕОЛИТА

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

Аннотация: в данной статье производится анализ различных методов очистки ПНГ на основе цеолита и выявляются преимущества и недостатки каждого из них.

Abstract: this article analyzes various methods of AOG purification based on zeolite and identifies the advantages and disadvantages of each of them.

Ключевые слова: абсорбция, адсорбция, процесс дегидрирования, химическая адсорбция

Keywords: absorption, adsorption, dehydrogenation process, chemical adsorption.

Попутный нефтяной газ представляет собой смесь ряда газообразных углеводородов – побочных продуктов добычи и подготовки нефти. К ним относятся предельные и непредельные углеводороды (около 60% -

метан), выделяющиеся при термической обработке (крекинг, риформинг и др.). Более 90% попутного нефтяного газа по объему составляют легкие углеводороды, такие как метан, этан, пропан и бутан, а также его изомер. Порядка 1% занимает азот.

На данный момент существует три основных способа очистки газа, каждый из которых, теоретически может применяться непосредственно на местах добычи нефти и газа. Однако наиболее перспективным считается метод адсорбционной очистки газа различными природными материалами-адсорбентами. Следует также отметить, что у большинства наиболее перспективных адсорбентов присутствуют синтетические аналоги, повышающие основные свойства природных материалов. Однако с точки зрения экономической выгоды, до сих пор природные адсорбенты, такие, например, как цеолиты, значительно эффективней и экономичней в деле очистки газа от примесей.

Явление динамической адсорбции на данный момент достаточно изучено для того, чтобы делать предположения о степени очистки того или иного газа, в зависимости от качественного и количественного состава. Однако на месторождениях Западной Сибири до сих пор данная технология не получила широкого распространения. А формулы, описывающие непосредственно явление адсорбции практически не ориентированы конкретно на ПНГ, а также имеют ряд серьезных допущений, которые могут существовать в рамках идеальной модели динамической адсорбции воздуха, но совершенно не подходят для описания физико-химической адсорбции нефтяных газов.

Наиболее ранней технологией, получившей широкое применение в области очистки любого газа от посторонних примесей, стала криогенная технология. Принцип работы технологических криогенных модулей основан на сжижении газа и последующем его разделении на компоненты смеси. В случае разделения воздуха на азот и кислород, такой способ называется метод глубокого охлаждения.

Помимо криогенной технологии разделение парогазовых смесей от загрязняющих и нежелательных компонентов также используется мембранная технология подготовки газа. Принцип работы мембранных систем по технологической составляющей напоминает работу адсорбционных установок по осушке газа.

Совершенствование технологий мембранной очистки происходит порядка 35 лет. В течение этого времени велась разработка новых типов мембран, а также улучшение технологических характеристик уже разработанных.

Адсорбционные технологии очистки ПНГ характеризуются высокой степенью вторичной переработки и являются практически безотходным производством. Под этим понятием понимается такое производство, в результате которого нет выброса сточных вод, вредных выбросов в атмосферу и твердых отходов, помимо этого, академик Н.Н. Семенов внес уточнение о запрете потребление воды из природных водоемов.

На сегодняшний день в промышленных масштабах используют два метода адсорбционной очистки газа:

- Жидкостная абсорбция (мокрая очистка);
- Твердотельная адсорбция.

Первый способ применяется для очистки ПНГ от серосодержащих примесей: диоксида серы (SO_2), сероводорода (H_2S), а также азотосодержащих соединений, таких как моно- и диоксиды азота (NO и NO_2 соответственно). Современные жидкостные абсорбенты позволяют очищать газ от различных кислот (HCl , HNO_2), оксидов углерода (CO_2), органических примесей (фенол). Данный способ очистки характеризуется следующими преимуществами:

- Непрерывность процесса. Блок адсорбционной очистки устанавливается в технологическую сеть, позволяя непрерывно очищать проходящий газ;
- Универсальность. Вне зависимости от уникального процентного содержания примесей в газах различных месторождений, все они имеют схожий качественный состав, т.е. содержат описанные выше вредные вещества;
- Экономичность и высокие объемы очищаемого газа. Данные показатели достигаются благодаря непрерывности процесса.

Главным недостатком описываемой технологии следует считать большую массу и объем блока абсорбции, так как регламентированная правилами степень очистки достигается только путем внедрения большого числа ступеней очистки. Этот недостаток распространяется как на разного рода насадочные скрубберы, так и на барботажные аппараты.

Адсорбция представляет собой поглощение отдельных веществ из газовой смеси поверхностным слоем адсорбента. Таким образом происходит избирательное извлечение ненужных компонентов смеси. Зачастую адсорбенты представляют собой твердые пористые материалы с развитой удельной поверхностью. Различают четыре модели физической адсорбции:

- образование монослоя;
- энергетическая диаграмма;
- оликонденсация;
- избирательная адсорбция.

Все вышеописанные способы функционируют за счет Ван-дер-Ваальсовых (неспецифических) сил. Отдельным видом адсорбции следует считать хемосорбцию – химическую адсорбцию. В этом случае поглощение вредных примесей осуществляется за счет химических взаимодействий между веществами-адсорбентами и газовыми примесями.

От формы гранул адсорбента зависит величина удельной поверхности вещества, следовательно, и емкость пор. На рис. 1 Представлен анализ зависимости объема пор от диаметра.

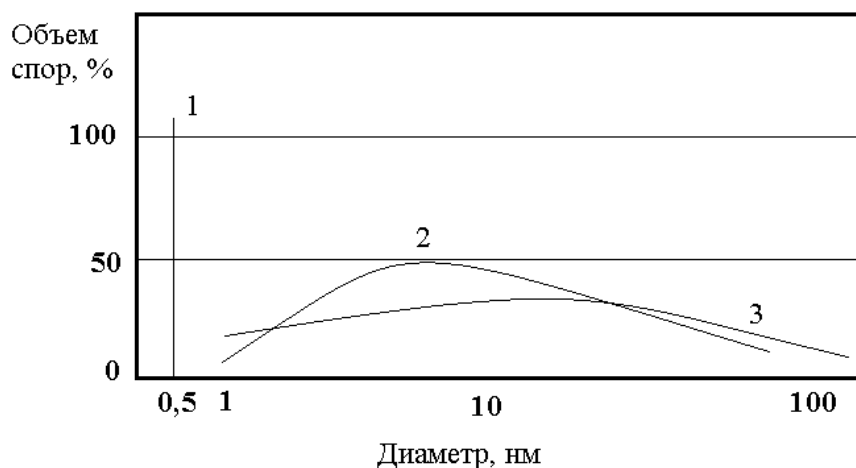


Рис. 1. Распределение пор в твердых сорбентах.
 1 – Дегидратированный цеолит, 2 – силикагель обычный, 3 – уголь активный.

Наиболее эффективно показал себя синтетический цеолит – водный алюмосиликат кальция. Общая формула цеолита имеет вид: $M_p D_q [Al_p + 2q Si_r O_{2p+4q+2r}] \cdot s H_2 O$. Благодаря наиболее эффективным, с точки зрения вещества-адсорбента, синтетический цеолит за короткий срок вытеснил применявшиеся ранее соединения и материалы. Стоит отметить что цеолитовые выполняют роль молекулярного сита. Геометрия полостей внутри кристаллов выстроена таким образом, что для оценки вероятности прохождения молекулы газа сравнивается диаметр входного окна с начальным диаметром молекулы газа.

В целом цеолиты подбираются по катионообменной форме, исходя из размеров адсорбируемых молекул и маршрутов внутри кристалла. Безусловным преимуществом минералов является низкая зависимость от производительности предприятия по очистке газа, а также к изменению параметров самого газа.

На сегодняшний день известно более 50 видов природных цеолитов, а также более 100 самых распространенных синтетических. Несмотря на то, что в промышленности существует тенденция увеличения доли использования синтетических соединений вместо природных, такие природные цеолиты, как например, шабазит, маццит, ломонтит и оффренит более чем способны составить конкуренцию своим синтетическим аналогам, имея одно неоспоримое преимущество – отсутствие необходимости в производстве.[6]

В рамках исследования, наиболее перспективными для изучения, с целью дальнейшего применения в нефтегазовой отрасли на очистных установках по осушке ПНГ, были выбраны природные цеолиты: морденит и маццит. Основными критериями при выборе этих минералов служили:

- Наличие разведанных запасов на территории Российской Федерации;
- Стоимость добычи и подготовки минералов к использованию в установках по осушке ПНГ;
- Внутрикристаллическое строение пор;
- Максимальная поглощаемая концентрация адсорбента.

Важную роль в процессе включения любого цеолита в производство, в рамках адсорбционного процесса, играет процесс дегидрирования. Дело в том, что структурные решетки различных цеолитов проявляют разную реакцию на данный процесс. Так, например, внутренняя часть ряда цеолитов после дегидратации становится похожа на разрозненную систему узких не сообщающихся каналов. В этом случае возникают проблемы с диффузией, лежащей в основе физической адсорбции.

Используя данные о свойствах маццита, полученные в 50-х годах 20-го века, можно с уверенностью утверждать, что данный минерал способен адсорбировать такие примеси как азот (и его соединения), оксиды углерода (моно- и диоксиды), органические вещества и другие примеси ПНГ. Важным аспектом является наличие данных о различных формах маццита, отличающихся как составом, так и наличием влаги (гидратированная и дегидратированная формы).

Маццит преимущественно поглощает нормальные формы парафиновых, тем самым давая возможность разделения изомеров в химической промышленности.

Вышеперечисленные условия можно соблюсти, используя на местах добычи, переработки и транспортировки нефти и газа адсорбентные фильтры на основе цеолита. В рамках данного диссертационного исследования, рассматривается возможность применения маццита в качестве основного материала фильтра для очистки и осушки ПНГ месторождений Западной Сибири.

Список литературы

1. Ильина, М. Н. Подготовка попутного газа к сжиганию в топках котлов с использованием сорбентного фильтра / М. Н. Ильина, А. А. Купрюнин // Современные техника и технологии : труды IX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. - Т. 1. – Томск, 2008. - С. 39-40.

2. Ильина, М. Н. Исследование экспериментального адсорбционного устройства по подготовке попутного нефтяного газа к сжиганию / М. Н. Ильина, И. А. Иванова // Известия Томского политехнического университета. - 2008. - Т. 313, № 4. - С. 60-64.

3. Лабунцов, Д. А. Физические основы энергетики: Избранные труды по теплообмену, гидродинамике, термодинамике / Д. А. Лабунцов. – Москва : Изд-во МЭИ, 2010. - 388 с.

4. Мановян, А. К. Технология первичной переработки нефти и природного газа : учебное пособие. / А. К. Мановян. - 2-е изд., испр. – Москва : Химия, 2009. - 568 с.

5. Серпионова, Е. Н. Промышленная адсорбция газов и паров : учебное пособие / Е. Н. Серпионова. – Москва : Высшая школа, 2006. - 416 с.

6. Zhikharev, Y. N. Study of influence of various factors on electrochemical signal of lead in water solutions / Y. N. Zhikharev, L. I. Andrianova, E. V. Ogudova // IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. “Transport and Storage of Hydrocarbons”. - 2018. – P. 012008.

УДК 656.13/73.31.41

Милокумов С.Ю.

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ПЕРЕНОСНОГО КОНСОЛЬНОГО КРАНА С ЛЕБЕДКОЙ ДЛЯ РАБОТЫ В КОЛОДЦАХ

АО «Транснефть – Сибирь», г. Тюмень, Россия

Аннотация: С целью снижения производственного травматизма предлагается применение переносного консольного крана, который позволит обеспечить безопасную организацию страховки, подъема или спуска работников, а также обеспечит механизацию перемещения грузов при работах в колодцах.

Abstract: In order to reduce occupational injuries, it is proposed to use a portable cantilever crane, which will ensure the safe organization of insurance, lifting or lowering of workers, as well as provide mechanization of movement of goods when working in wells.

Ключевые слова: безопасность, портативность

Keywords: safety, portability

Снижение риска производственного травматизма на предприятиях, является основной из важнейших задач в области охраны труда. Одним из самых опасных видов работ на предприятиях трубопроводного транспорта, являются работы проводимые в колодцах. Основными причинами инцидентов при проведении работ в колодцах являются:

- отсутствие у работников бригады, осуществляющей работы в колодце необходимого количества средств индивидуальной защиты и пояса со страховочной веревкой.

- неудовлетворительная организация работ.

- ненормативная конструкция лестницы.

В настоящее время применяются штатив-треноги (трипод) с лебедкой (рис.1) предназначен для организации страховки работников от падения, их подъема или спуска, а также для закрепления различных средств безопасности, грузов.



Рис. 1 Штатив-тренога (трипод) с лебедкой

Минусы применения данных трипод:

- установка треноги осуществляется только на твердую поверхность (на НПС и ЛЧ колодцы расположены без твёрдого покрытия (грунт, снег);
- горловина колодца выступает над поверхностью от 30 см, что затрудняет установку треноги и спуск, подъем, страховку работников.
- отсутствует возможность перемещение груза за пределы колодца и обратно.

С целью снижения риска травматизма на производстве и оптимизации продолжительности, трудоемкости подъема и перемещения грузов при работах в колодцах, предлагается конструкция переносного консольного крана (Рис.2).

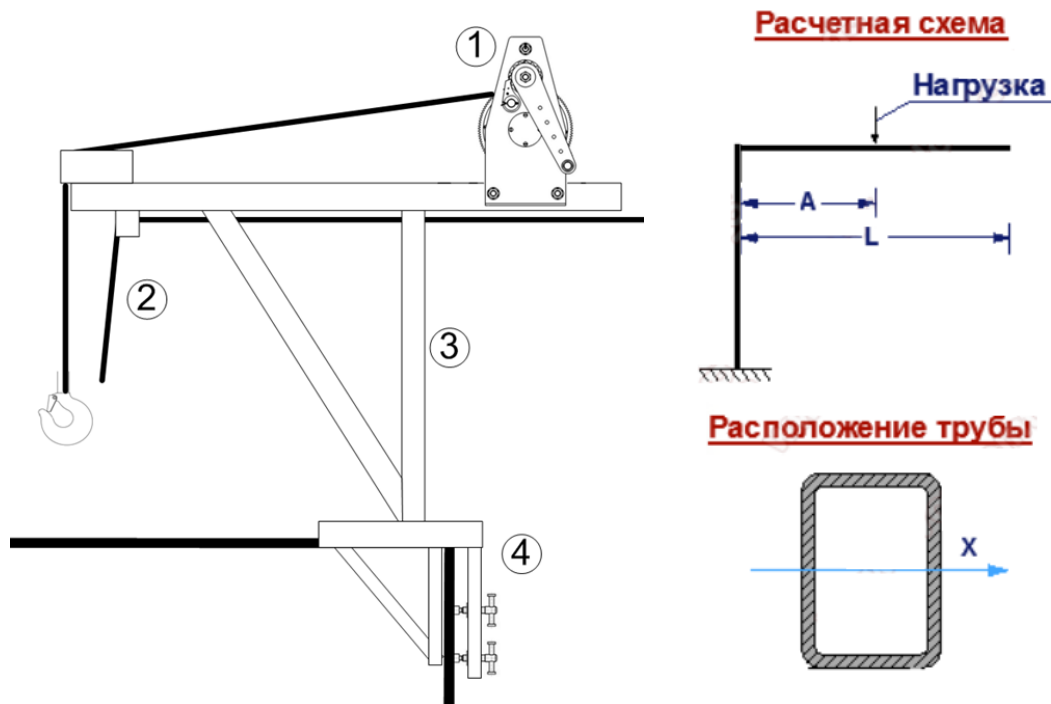


Рис.2. Переносной консольный кран

Устройство представляет собой переносной консольный кран (3) для установки в колодцах для осуществления страховки работников, спуска и подъема груза. Поворотный механизм позволяет без усилий поднять с поверхности земли и переместить груз в колодец и обратно. Поворот осуществляется за счет механизма типа цапфа - вала, на которой находится опора (подшипник). На устройстве установлена подъемно-спусковая лебедка с грузо-пассажирским тросом и коушем на конце (1). Для экстренной эвакуации персонала в аварийных ситуациях на консольном кране расположен роликовый механизм подъема с помощью страховочной привязи и сигнально-спасательного каната (2). Крепление (4) устройства на колодце производится путем прижатия струбцин к стенке колодца.

Таблица 1

Технические характеристики переносного консольного крана.

Грузоподъемность	200 кг
Длина металлического троса	до 10 м
Габариты консольного крана	высота 70 см длина 80 см длина руки 50 см основание 60 см. x 20 см
Усилие на рукоятке при номинальной грузоподъемности	Не более 25 кг
Скорость подъема лебедки	0,5 м/с
Масса, не более	15 кг
Тормозной механизм	автоматический

Таблица 2

Марка стали	Аналог	Толщина проката	Расчетное сопротивление, R_y
C275	СтЗпс по ГОСТ 535-2005	2 - 20 мм	270 МПа
Вид балки	Длина пролета	Требования	F_{max}
Балки перекрытий, покрытий, крыши	$L \leq 1$ м	Эстетико-психологические, то есть такие, при которых прогиб балки не будет "бросаться в глаза"	1/120 (1/60)
	$L = 3$ м		1/150 (1/75)
	$L = 6$ м		1/200 (1/100)
	$L = 12$ м		1/250 (1/125)
Балки покрытий и перекрытий при наличии на них элементов, подверженных растрескиванию (стяжек, полов, перегородок)	любая	Конструктивные	1/150 (1/75)
Перекрышки	любая	Конструктивные	1/200
Примечания:			
1. Без скобок F_{max} указан для пролета, в скобках - для консоли.			
2. В случае промежуточных значений длины пролета L максимальный прогиб F_{max} находится по линейной интерполяции.			

Усилие в канате набегающем на барабан при подъеме груза:
 $F_b = 24,7Н$

Расчет механизма поворота.

Действующие нагрузки и реакции в опорах:

Вертикальная реакция: $V = 0,25т$

Горизонтальная реакция: $H = 0,55т$

Расчетная нагрузка на подшипник: $Q_p = k \times V = 1.4 \times 250 = 350кг$

Расчет по прочности:

$W_{треб}$ - требуемый момент сопротивления профиля.

$W_{балки}$ - момент сопротивления выбранной трубы.

Если $W_{балки} > W_{треб}$, значит прочность балки обеспечена.

Расчет по прогибу:

F_{max} - максимальный прогиб в сантиметрах, который допустим для балки, перекрывающей пролет длиной L .

$F_{балки}$ - на сколько сантиметров балка прогнулась под действием нормативной нагрузки.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ		РЕЗУЛЬТАТ	
<u>Расчетная схема:</u>		$W_{треб}$	3.704 см ³
Длина пролета (L)	0.5 м	F_{max}	0.833 см
Расстояние (A)	0.5 м	<u>ГОСТ 8645-68:</u>	
Нормативная нагрузка	250 кг	<u>Расчет по прочности:</u>	
Расчетная нагрузка	200 кг	$W_{балки}$	4.820 см ³
F_{max}	1 / 60	Запас	30.14 %
Количество труб	одна	<u>Расчет по прогибу:</u>	
Расчетное сопротивление (R_y)	270 МПа	$F_{балки}$	0.432 см
<u>ГОСТ 8645-68</u>		Запас	92.80 %
Размер трубы	50x40x2	<u>ГОСТ 30245-2003:</u>	
<u>ГОСТ 30245-2003</u>		<u>Расчет по прочности:</u>	
Размер трубы	50x40x2	$W_{балки}$	4.730 см ³
		Запас	27.71 %
		<u>Расчет по прогибу:</u>	
		$F_{балки}$	0.440 см
		Запас	89.44 %

Рис. 3 Результаты расчетов

Стоимость устройств:

- штатив-тренога (трипод) с лебедкой – от 40 625 р.
- переносной консольный кран с лебедкой ~ 6 406,13 р.

- лебедка ручная Falco 737015 = 1 620 р.
- труба профильная (50x40x2мм) – 2,3м.х59,24 р. = 136,25 р.
- уголок металлический (63x63x5мм) - 1м.х228,50р. = 228,50 р.
- уголок металлический (25x25x3мм) - 0,4м.х53,30р. = 21,32 р.
- швеллер металлический (10п12м) - 0,2м.х494,78р. = 99 р.
- подшипник опорный ~ 320 р.
- прочие материалы ~ 300 р.
- изготовление (токарь – 2ч., электрогазосварщик – 4ч.) ~ 3 681,06 р.

Для обеспечения безопасности состав бригады при производстве работ в колодцах, должен быть не менее трех человек, из которых двое (страхующие). Поверх специальной одежды работника, выполняющего работы в колодце, должна быть надета страховочная привязь с прикрепленной к ним сигнально-спасательным канатом, свободный конец которой должен находиться в руках у страхующих.

Переносной консольный кран позволит снизить трудоемкость, за счет применения двух подъемных систем:

- лебедка с грузо-пассажирским тросом;
- страховочный ролик с сигнально-спасательным канатом.

За счет переносного консольного крана выполнена механизация ручного труда для подъема и перемещения груза при работах в колодцах и организована безопасная страховка, подъем и спуск работников.

Преимущества:

- установка консольного крана осуществляется на колодец;
- позволяет перемещение оборудования, инструментов и средств защиты за пределы колодца и обратно;
- обеспечивает безопасную страховку и подъем работников, за счет лебедки и дополнительной роликовой системе с сигнально-спасательной веревкой;
- снижение трудоемкости операций
- экономически выгодное изготовление.

Список литературы

1. Ермоленко, В. А. Расчет механизма поворота крана на колонне : методические указания / В. А. Ермоленко. – Москва : Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2003. - 20 с.

2. Ухов, А. В. Расчет и проектирование металлоконструкций мобильных машин и механизмов. Расчеты металлоконструкций мостовых и консольных кранов / А. В. Ухов, А. Ф. Дашенко, Л. В. Коломиец. – Кн. 4. - Одесса : Астропринт, 1998. – 108 с.

3. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО «Транснефть» : РД-13.110.00-КТН-031-18. – Москва : ООО «НИИ Транснефть», 2018. - 301 с.

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИЙ ОПОР ДЛЯ НАДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
ООО «Газпром добыча Уренгой», г. Новый Уренгой, ЯНАО

Аннотация: В статье рассмотрены вопросы принятия оптимальных проектных решений на основе прогнозных теплотехнических расчетов взаимодействия нефтепровода с грунтами основания. Показаны специальные технические решения, направленные на уменьшение ореола растепления многолетнемерзлых грунтов, формирующегося вокруг подземного нефтепровода. Для надземной прокладки нефтепровода рассмотрены вопросы повышения несущей способности грунтов свайных опор с учётом воздействия повышенной снегозаносимости в коридоре строительства и циклических колебаний температуры воздуха.

Abstract: The problems of optimal design freeze on the basis of expected heattechnical calculations of the oil pipeline interaction with the bottom site are considered in the article. The special technical solutions directed to reduction of an aura of the thawing of permafrost soil which is formed around the underground oil pipeline are presented. for the above-ground routing of the oil pipeline The problems of bearing capacity enhancement of soil of pile support considering the influence of the raised snow drifting in an installation corridor and cyclic fluctuations of air temperature are considered by authors.

Ключевые слова: трубопроводная система, криолитозона, проектный расчет, осадка, ММГ, многолетнемерзлые грунты, несущая способность, свайная система, термостабилизация.

Keywords: the pipeline system, a cryolithozone, design calculation, the draft, MMG, perennially frozen rocks, bearing capacity, a pile system, thermostabilization.

Одну из главнейших ролей в экономическом становлении Российской Федерации сегодня играет нефтедобывающий сектор. Высокий объем транспортирования за пределы России и внутренняя ротация нефти обеспечивается системой магистральных нефтепроводов, их суммарная протяженность – 53 000 км, по данным Росстата на 2017 год [4].

Современная ситуация в нефтяной отрасли характеризуется расширением границ территорий нефтегазоносных провинций, (что, в свою очередь, ведет к увеличению протяженности магистральных нефтепроводов), которые в основной своей массе имеют достаточно суровые климатические характеристики. Одной из таких характеристик являются ММГ - многолетнемерзлые грунты.

Доминирующее положение ММГ на территории нефтегазоносных провинций предъявляет особые требования к прокладыванию магистральных нефтепроводов, и ответом на такие вызовы природы могут быть надземные трубопроводы. На сегодняшний день данных по использованию надземных магистральных нефтепроводов крайне мало, т.к. в Российской

Федерации нефтепровод рассматриваемого типа был введен в эксплуатацию лишь 10 лет назад. В связи с этим, магистральные трубопроводы, построенные в суровых условиях Тюменского севера на многолетнемерзлых грунтах, вызывают повышенный интерес у исследователей.

Строительство магистральных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах имеет свою специфику. Сложные геологические условия, ММГ или слабонесущие грунты усиливают напряженно-деформированное состояние магистрального трубопровода, что, в свою очередь, может привести к различным нештатным ситуациям. Повышенная вероятность возникновения аварии на нефтепроводах такого типа заставляет уделять повышенное внимание мерам контроля и безопасности. Тем не менее, плюсом обозначенной технологии прокладки магистральных нефтепроводов является сравнительная простота применения контролируемых мероприятий, а именно – легкий доступ к системе «труба-опора». Все это позволяет определять напряженно-деформированное состояние нефтепровода по данным геометрии системы «труба-опора», и выявить необходимость в применении дальнейших исследований с целью устранения разрушающих трубопровод явлений [3].

Несмотря на то, что грунты, лежащие в криолитозоне остаются в одном и том же состоянии в течение года, прокладка и использование магистральных трубопроводов вносят свои изменения в температурную составляющую ММГ. Оттаивание, в т.ч. по причине воздействия конструкций опор надземных нефтепроводов на ММГ может привести к таким явлениям, как осадка, а при крайне низких температурах ММГ воздействуют на нефтепровод посредством пучения грунта, что крайне негативно отзывается на целостности и геометрии опор и всего трубопровода. Современные конструкции надземных опор призваны снизить до минимума взаимное негативное влияние ММГ и нефтепроводов посредством использования термической стабилизации ММГ.

В криолитозоне при прокладке нефтепроводных систем чаще всего используются способы возведения надземных опор с помощью свай (рис.1) [2].

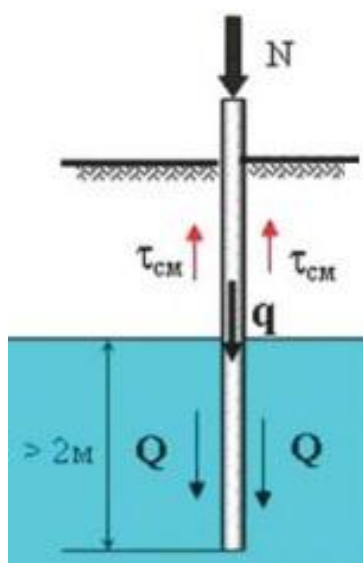


Рис.1. Схема сил, действующих на фундамент надземной опоры в ММГ

Концептуально, ещё на проектировочном этапе сопротивление свайной системы деформированию вычисляется в соответствии с формулой [1]:

$$\gamma_c Q + 0,9(N + q) > 1,1\tau_{см}F, \quad (1)$$

где γ_c – коэффициент однородности и условий работы;

Q – нормативная сила, удерживающая фундамент от выпучивания вследствие смерзания его боковой поверхности с многолетнемерзлым грунтом, кг;

N – нормативная нагрузка от массы сооружения, кг;

q – нормативная нагрузка от массы сооружения и грунта на его уступах, кг;

$\tau_{см}$ – касательные напряжения пучения – нормативная величина сил смерзания грунта с боковой поверхностью фундамента или сваи, кг/см² ;

F – площадь смерзания грунта со свайей или фундаментом, см² .

Правая сторона вышеизложенного неравенства отражает силы, которые могут деформировать конструкцию надземной опоры по причине морозного пучения ММГ.

Одним из важнейших показателей обеспечения прочности надземной опоры нефтепровода в ММГ – это поддержание низкой температуры грунта или снижение её до технологических требований с целью выполнения надземными опорами их функциональных задач. Такие негативные природные явления, как влияние снеговой нагрузки, широкий температурный градиент среды, которые непосредственно влияют на температуру ММГ, обязательно должны учитываться при проектировании и строительстве нефтепроводов с надземными опорами.

С целью обеспечения постоянного низкотемпературного режима грунта свайная система обладает соответствующими термостабилизаторами, которые локационно расположены смежно со сваями, и поддерживают низкие температуры даже в условиях растепления ММГ. В качестве теплоносителя в термостабилизаторах используют керосин или пропан. Выделяют термостабилизаторы, использующие принцип конвекции, а именно – газовые, газожидкостные, жидкостные, а также испарительные термостабилизаторы.

Конструкция термостабилизатора – это трубчатый холодильник, в котором работу компрессора выполняет природный перепад температур в ММГ и атмосферой.

Исследование условий, в которых работают надземные опоры нефтепровода в криолитозоне, дало возможность создать надежную свайную систему с термостабилизаторами. Но системы, использующие термостабилизацию не лишены недостатков, и главный из них – выход из строя термостабилизатора, что грозит изменением положения надземной опоры (осадка, крен). Для снижения к минимуму последствий в случае выхода из строя термостабилизатора в конструкцию надземной опоры заложена дополнительная нагрузка, возникающая в случае изменения положения ближайшей опоры.

Превентивный расчет последствий взаимного влияния нефтепровода с ММГ – это основной элемент проектировочных работ, который дает возможность выбрать оптимальные варианты, которые увеличивают прочность и долговечность магистрального нефтепровода. Многогранные исследования различных вариантов, как конструкций опор, так и последствий их взаимодействия с ММГ позволяют экономически целесообразно расходовать финансовые средства без ущерба прочности конструкций.

С целью выполнения возложенных на опорные конструкции задач в условиях криолитозоны Тюменского Севера проекты свайных систем учитывают дополнительные нагрузки, которые могут возникнуть при изменении положения ближайших опор.

Использование при проектировании спецпрограмм дает возможность процедуру вычислений полностью автоматизировать и снизить время для проектирования.

Список литературы

1. Алексеев, С. И. Механика грунтов / BuildCalc – расчеты в строительстве [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://www.buildcalc.ru/Learning/SoilMechanics/>
2. Галкин, М. Л. Термостабилизация вечномерзлых грунтов / М. Л. Галкин, А. М. Рукавишников, Л. С. Генель // Холодильная техника. – 2013. – № 10. - С. 44-47.
3. Земенков, Ю. Д. Повышение надежности эксплуатации надземных магистральных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах / Ю. Д. Земенков, В. В. Смирнов // Горный информационно-аналитический бюллетень. - 2013. - № S3. - С. 197-208.
4. Российский статистический ежегодник : стат. сб. – Москва : Росстат, 2017. – 792 с.

УДК 629.3.01

Михайлов С.Ю., Анчин А.В.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия
«Урайское управление магистральных нефтепроводов»
АО «Транснефть – Сибирь», г. Урай, ХМАО

Аннотация: В статье рассмотрена методика анализа планово-высотного положения трубопровода в зонах с ММГ, в том числе математическое моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода при изменении ха-

рактик ММГ при эксплуатации трубопроводной системы. Выявленные детерминанты дают возможность проводить анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода, прогнозировать уровень безопасности при эксплуатации трубопровода в условиях Крайнего Севера.

Abstract: The analysis procedure of planned and high-altitude position of the pipeline in zones with MMG, including mathematical modeling of a strained and deformed state of the main pipeline changing the MMG characteristics at operation of the pipeline system is considered in the paper. The revealed determinants permit to carry out the analysis of strained and deformed state of the pipeline, to forecast the safety level at the pipeline operation in the conditions of Far North.

Ключевые слова: математическая модель, трубопроводная система, криолитозона, проектный расчет, просадка, растепление, многолетнемерзлые грунты, метод конечных элементов.

Keywords: mathematical model, pipeline system, cryolithozone, design calculation, sag, thawing, permafrost soil, finite element method.

Сектор добычи, транспортировки и переработки углеводородов Российской Федерации помимо всего включает в себя достаточно протяженную сеть трубопроводов различных типов. Важнейшим элементом в конструкции надземных трубопроводов являются их опорные сооружения. Строительство, обслуживание, ремонт опор трубопроводов особенно усложнено на территориях, которые можно отнести к криолитозоне России. Необходимость прокладки трубопроводов в тяжелых условиях многолетнемерзлых пород вызвана тем, что на территории Тюменского Севера находится более половины всех перспективных запасов углеводородов страны. Исходя из вышесказанного, крайне важно решение проблемы транспортирования нефти и газа в указанных неблагоприятных условиях за- и приполярной зоны [1].

В течение строительства, эксплуатации, обслуживания и ремонта трубопроводной сети происходит непосредственное взаимодействие ее различных составляющих с окружающей средой; одним из базовых узлов, которые оказывают влияние на природу – это опорные конструкции трубопровода в их надземном способе прокладывания (данный вариант строительства трубопроводов предпочтительнее в условиях Крайнего Севера и многолетнемерзлых грунтов).

Особенностью ММГ является их естественное, практически неизменное состояние в течение всего года, что, теоретически, позволяет считать условия строительства трубопроводов постоянными. Но в то же время эксплуатация и обслуживание трубопроводов могут влиять на эту, казалось бы, константу природных условий и вызывать такие явления, как:

- оттаивание грунта;
- пучение грунта при промерзании;
- осадка грунта;
- просадка опор трубопровода;
- вытаивание подземного льда;
- стекание грунта и др [2].

Все указанные явления носят крайне негативный характер и напрямую влияют на положение опор трубопровода и на общее его состояние.

При анализе факторов безопасности различных отрезков магистрального трубопровода в условиях ММГ необходимо определять скорость протекания негативных явлений. В определенных зонах сопряжения ММГ и трубопровода могут проявляться сектора, где происходит растепление ММГ с последующей осадкой опоры и нарушением положения трубопровода. Изменение геометрии расположения трубопровода практически всегда вызывает излишнее напряжение в нем, что часто приводит к различным аварийным ситуациям. Точки с возможным повышенным напряжением выявляются с помощью расчетов во время анализа планово-высотного положения трубопровода в зонах с ММГ.

Математическая модель, созданная для анализа планово-высотного положения трубопровода в зонах с ММГ, содержит данные для определения секторов оттаивания, количественного выявления просадки опор трубопровода, их напряженно-деформированное состояние.

При создании математической модели напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода необходимо определить базовые детерминанты сопряжения трубопроводной системы и ММГ. При данных условиях отрезок трубопровода, расположенный в секторе ММГ испытывает напряженно-деформированное состояние (рис.1) [4].

Трубопровод представлен как упругая балка, испытывающая определенные нагрузки. Цель расчета – выявление напряженно-деформированного участка. Математическая модель трубопровода при напряженно-деформированном состоянии должна включать в себя следующие данные:

- полиморфизм ММГ по всей протяженности рассматриваемого участка, а так же непостоянство их состояния;
- проектное и действительное планово-высотное положение трубопровода;
- вероятностную динамику смещения точек возникновения напряжения в трубопроводе и опорах при отклонении от планово-высотного положения трубопровода.

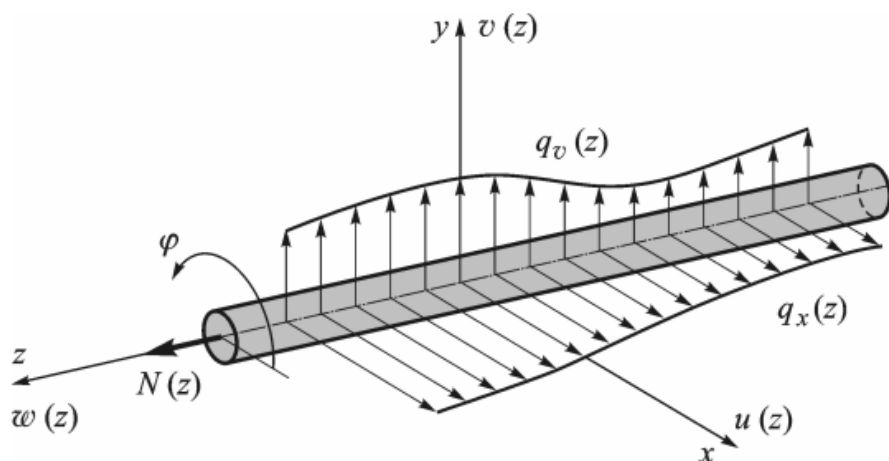


Рис.1. Расчетная схема участка трубопровода

Напряженно-деформированное состояние в материале трубопровода при упругой деформации будет рассчитываться по формуле [2]:

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{M_{\text{н}}}{W} \quad (1)$$

Определение изгибающего момента и перемещения точки методом граничных элементов определяются уравнениями [3]:

$$M_{\text{н}}(x) = M_0 + Q_0x + F(x - Lf)H(x - Lf) - \frac{qx^2}{2} \quad (2)$$

$$v(x) = \frac{EIv_0 + EI\varphi_0x + \frac{M_0x^2}{2} + \frac{Q_0x^3}{6} + \frac{F(x-Lf)^3H(x-Lf)}{6}}{EI} - \frac{qx^4}{24} \quad (3)$$

Здесь приняты следующие обозначения:

$\sigma_{\text{н}}$ – напряжения материала трубопровода при изгибе;

v – изгибающий момент и вертикальное перемещение в точке с координатой x ;

M_0 – изгибающий момент в начальной точке пролета;

Lf – координата точки приложения силы F ;

I – момент инерции;

W – момент сопротивления сечения трубы;

Q_0 – значение поперечной силы в начальной точке пролета;

φ_0 – начальный угол прогиба;

q – полная распределенная нагрузка.

Определение напряженно-деформированного состояния участка магистрального трубопровода можно произвести с помощью метода конечных элементов. Для более точных результатов следует выявить сопряжение трубопроводной системы с ММГ, что будет изображать сменяемую характеристику пассивного давления грунта. Смена положения магистрального трубопровода относительно ММГ определяются в двух плоскостях (вертикальная, горизонтальная) и по двум осям (вдоль и поперек трубопровода).

Пассивное давление ММГ в отдельно взятых плоскостях и осях отличается. Для преодоления пассивного давления грунта конечный элемент трубопроводной системы снабжается пружинами, характеристики которых соответствуют данным грунта, траншеи, движения трубопроводной системы. В связи с тем, что пассивное давление грунта определяется реакциями в определенных точках, то необходимо дифференциация отрезков трубопроводной системы на определенное количество элементов.

Список литературы

1. Технология прогнозного контроля надежности нефтегазовых объектов. / М. Ю. Земенкова [и др.] // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. - № S36. - С. 14-20.

2. Земенков, Ю. Д. Повышение надежности эксплуатации надземных магистральных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах. / Ю. Д. Земенков, В. В. Смирнов // Горный информационно-аналитический бюллетень. - 2013. - № S3. - С. 197-208.

3. Стальные конструкции : СП 16.13330.2011 : утв. приказом Минрегиона России от 27 декабря 2011 : ввод. в действие 20 мая 2011. – Москва, 2011. - 177 с.

4. Применение метода конечных элементов при расчете на прочность опор трубопроводов для участков надземной прокладки нефтепровода «Заполярье - НПС „ Пурпе “» / В. И. Суриков [и др.] // Вестник МГСУ. – 2014. - № 1. - С. 66-74.

УДК 629.3.01 (944.6)

Михайлова М.Н., Иванов Д.В.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ТЮМЕНСКОГО СЕВЕРА

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
ООО «ЦУП ВСТО», г. Ангарск, Россия

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы проектирования магистральных трубопроводов в условиях тюменского Севера. Рассмотрены специфические моменты, касающиеся строительства магистральных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах. Сравниваются различные способы прокладки магистральных трубопроводов в условиях криолитозоны, а также возможные осложнения при их строительстве.

Abstract. The problems of the main pipelines' design in the conditions of the Tyumen North are considered in the paper. The specific moments concerning the construction of the main pipelines on permafrost soil are regarded. Various ways of the main pipelines' laying in the conditions of a cryolithozone and also possible troubles are compared at their construction.

Ключевые слова: трубопроводная система, криолитозона, проектный расчет, осадка, ММГ, многолетнемерзлые грунты, несущая способность, свайная система, термостабилизация.

Keywords: the pipeline system, a cryolithozone, design calculation, the absorbing, MMG, perennially frozen rocks, bearing capacity, a pile system, thermostabilization.

Магистральные трубопроводы после начала эксплуатации в условиях Крайнего Севера сильнейшим образом влияют на многолетнемерзлые грунты (ММГ), служащие основанием трубопроводной системы, трансформируя их состояние посредством растепления.

Излишнее растепление ММГ в большинстве случаев приводит к нарушению геометрически-локационного расположения трубопровода в связи с изменением его положения.

Одним из показателей, которые формируют амплитуду указанных изменений, может быть давление углеводорода, которое серьезно влияет на возникновение продольных напряжений в трубопроводе.

Нарушение расположения трубопроводной системы является одним из факторов, влияющих на напряженно-деформированное состояние всего трубопровода и в некоторых случаях оно вызывает практически полное нарушение его работоспособности.

В связи с тем, что вариативность характеристик ММГ постоянная, необходимо обладать максимально объемными данными о ММГ, т.к. воздействие грунта на трубопровод применяется для определения прочностных характеристик трубопровода, возможных деформационных явлений, для проектирования расположения трубопровода, изменения продольного и поперечного положения в случае возникновения соответствующих нагрузок.

По причине того, что характеристики ММГ в направлении прокладки трубопровода различны, усложняется выявление его напряженно-деформированного состояния.

Исследователи пришли к выводу, что нарушение изоляции магистрального трубопровода вызывает растепление ММГ в секторах их сопряжения с трубопроводной системой, особенно в случае теплового дисбаланса, когда низкая температура ММГ не компенсирует повышенные температуры, создаваемые трубопроводной системой.

Информация об изменении температуры ММГ в течение года крайне важна для прогнозирования напряженно-деформированного состояния трубопровода.

При прогнозировании напряженно-деформированного состояния трубопроводной системы следует брать в расчет все возможные возникающие силы и напряжения, которые могут влиять на общее состояние трубопроводной системы и на характеристики материала трубы.

Эквивалентные напряжения – это важнейший показатель, который позволяет дать характеристику напряженно-деформированному состоянию стенки трубы, помимо этого он дает возможность определить уровень воздействия грунтовых условий на положение трубопроводной системы, благодаря тому, что содержат информацию о данных по сопряжению трубопровода с ММГ [1]:

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\sigma_{\text{КЦ}}^2 + \sigma_{\text{ПР}}^2 - \sigma_{\text{КЦ}} + \sigma_{\text{ПР}}}, \quad (1)$$

где $\sigma_{\text{КЦ}}$ — кольцевые напряжения;
 $\sigma_{\text{ПР}}$ — продольные напряжения.

Площадь сопряжения ММГ и трубопроводной системы – это усложненная многоуровневая структура, температурные характеристики, которой находятся в прямой зависимости от различных показателей.

Одним из главнейших явлений, которые обеспечивают термодинамические показатели ММГ можно назвать процессы размораживания/замораживания, содержащихся в грунте жидких сред.

Помимо этого термодинамические процессы в ММГ напрямую зависят от годовых температур в зоне прокладки трубопровода и температуры углеводородов, которые транспортируются по нему.

Переход теплоты от трубопроводной системы к ММГ и от ММГ к трубопроводу происходит в следующей последовательности:

1. теплота от углеводорода при транспортировании через внутреннюю стенку трубы переходит к наружной ее стороне;
2. от наружной стороны трубопровода теплота переходит в ММГ.

Динамику распространения теплоты в ММГ можно выразить через уравнение [2]:

$$\left(c(T_{гр}) + W\delta(T_{гр} - T_f) \right) \frac{\partial T_{гр}}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\lambda(T_{гр}) \frac{\partial T_{гр}}{\partial t} \right), \quad (2)$$

где $\delta(T_{гр} - T_f)$ – дельта-функция Дирака;

W – влажность грунта;

$T_{гр}$ – температура грунта;

T_f – температура фазового перехода грунта;

l – нормаль к поверхности трубы.

Помимо указанных нагрузок, в течение всего срока службы на трубопровод действуют и другие напряжения, которые также могут быть причинами ускоренного выхода из строя трубопровода, а именно, - напряжения в опорах, внешние нагрузки (вспучивание, осадка грунта и др.) напряжения, которые необходимо учитывать на этапе проектирования.

Осадка грунта при растеплении может быть причиной нарушения проектного геометрически-локационного расположения трубопроводной системы, и в связи с этим, уже на этапе проектирования должны быть предусмотрены средства, ограничивающие растепление ММГ и стабилизирующие проектное состояние трубопровода, такие как:

- повышенное теплоизолирование трубопровода (заводская кольцевая или сегментная кольцевая, толщиной до 100 мм);
- усиление грунтового основания, путем добавления устойчивого к просаживанию грунта;
- установка в траншеях для трубопровода конструкций, ограничивающих контакт трубопровода или его опор с ММГ;

Основными факторами, которые будут характеризовать проектное положение трубопроводной системы при надземном прокладывании, являются постоянство пониженной температуры ММГ или, более того, снижение температуры грунта.

На опорные конструкции надземного трубопровода особое влияние оказывают толщина снежного покрова, а также годовое изменение температуры окружающего воздуха, которые напрямую воздействуют на несущую способность грунта. Учитывая это, проект должен содержать способы термостабилизации ММГ. Тем не менее, при надземной прокладке трубопроводов, даже при наличии термостабилизирующих агрегатов, всегда существует опасность возникновения аварийных ситуаций.

Опыт использования термостабилизаторов при надземной прокладке трубопроводов показывает, что стороннее понижение температуры растепляющегося ММГ, предотвращая грунт от осадки, очень часто вызывает его пучение. Амплитуда перемещения фундаментных элементов во время пучения грунта, в связи с его полиморфизмом, разнородна по всей протяженности рассматриваемого участка. Данное явление ведет за собой возникновение аварийных ситуаций, что подтверждает опыт эксплуатации надземных трубопроводов, оснащенных опорами с термостабилизаторами (например, трубопроводная система «Заполярье — НПС „Пур-Пе“») [3].

Не смотря на возможные проблемы использования надземного способа прокладки трубопроводов в районах криолитозоны, мнение многих ученых-исследователей склоняется к данному методу прокладки.

Тем не менее, надземная трубопроводная система обязана соответствовать и экономическим, и экологическим требованиям.

В связи с применением при строительстве специальной техники, а также при эксплуатации трубопровода ММГ, которые взаимодействуют с фундаментными элементами, подвержены риску растепления, образованию осыпей, вспучиванию, что приводит к нарушению функционала опор трубопровода. Помимо этого, использование термостабилизирующих устройств увеличивает стоимостную емкость проектов и делает прокладку трубопроводов на ММГ более сложной, и в то же время, не спасает от вспучивания грунта.

С целью предотвращения незапланированного изменения температуры грунта, и, как следствие, нарушения положения трубопроводной системы в условиях ММГ необходимо:

- при прокладке трубопроводов в условиях Крайнего Севера проводить наблюдения термодинамического состояния грунтов;
- проводить наблюдения за положением трубопроводной системы при ее эксплуатации, особенно в период возможного растепления ММГ и повышенного промерзания грунта.
- использование теплоизолирующих материалов в больших объемах, в отличие от стандартных условий прокладки трубопроводов.

Список литературы

1. Галкин, М. Л. Термостабилизация вечномёрзлых грунтов / М. Л. Галкин, А. М. Рукавишников, Л. С. Генель // Холодильная техника. – 2013. – № 10. - С. 44-47.

2. Земенков, Ю. Д. Повышение надежности эксплуатации надземных магистральных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах / Ю. Д. Земенков, В. В. Смирнов // Горный информационно-аналитический бюллетень. - 2013. - № S3. - С. 197-208.

3. Моделирование параметров опорожнения наклонного нефтепровода при управлении безопасностью в сложных условиях / М. Ю. Земенкова [и др.] // Известия тульского государственного университета. Технические науки. – 2018. – № 10. – С. 291-299.

УДК 629.082

Михайлова В.А., Лукьянова И.Э.

СОВРЕМЕННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Уфимский государственный авиационный технический университет, г.Уфа
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа,
Башкортостан

Аннотация: Вертикальные стальные резервуары – это особо опасные объекты трубопроводного транспорта, так как в них хранятся горючие жидкости в большом объеме. При аварии РВС ставится под угрозу экологическое состояние страны, жизнь людей, ухудшается экономика. Поэтому при проектировании РВС предъявляются требования, рассмотренные в данной статье.

Abstract: Vertical steel tanks are especially dangerous objects of pipeline transport as in them combustible liquids are stored in large volume. At accident of RVS the ecological condition of the country, life of people is threatened, the economy worsens. Therefore at design of RVS requirements considered in this article are imposed.

Ключевые слова: вертикальный стальной резервуар, проект, требование.

Keywords: vertical steel tank, project, requirement.

Вертикальные стальные резервуары (РВС) – это наземные особо опасные объекты трубопроводного транспорта. К продуктам, хранящимся в РВС чаще всего относятся нефть и нефтепродукты, которые являются горючими жидкостями [5, 6]. В современном мире стало ясно, что все явления достаточно сильно взаимосвязаны. И, если не уделять достаточного внимания одной проблеме, то за ней может прийти следующая, гораздо более значимая по масштабам, приносящая не только финансовые потери, но и уносящая жизни людей [1, 10]. К одним из таких аварий можно отнести пожар нефтяного РВС-5000 в Республике Коми, который возник 21 мая 2014 г., огонь уничтожил четыре резервуара вместимостью 5000 кубометров каждый [9]. Пожары резервуаров происходят не только в России, но и за границей. Так, в порту Эс-Сидр на

востоке Ливии 27 декабря 2014 г. власти страны просили международной помощи в тушении пяти резервуаров с нефтью.

Для недопущения выше названных ситуаций требования к проектированию резервуаров постоянно ужесточаются [2]. Так, если раньше основные конструктивные элементы резервуаров допускались из кипящей стали марки СтЗкп, то на сегодняшний день – из стали марки СтЗсп, СтЗпс и других марок, более высокого качества. Нормативная база в области резервуаростроения постоянно совершенствуется. Кроме нормативной базы, каждый объект проверяется расчетными методами [3, 4, 7, 8] и обосновывается выбор толщины каждого конструктивного элемента резервуара с учетом припуска на коррозию и минусовыми допусками на прокат.

Наиболее нагруженными элементами резервуаров являются днища и нижние два пояса стенки. Поэтому для резервуаров большого объема (от 1000 кубометров и более) самый нижний пояс стенки резервуара должен иметь наибольшую толщину по сравнению с другими поясами стенки РВС. Каждый нижерасположенный пояс РВС большого объема должен иметь толщину больше пояса, спроектированного над ним.

На сегодняшний день предъявляются требования по толщине не только к основным конструктивным элементам резервуаров, но и к их вспомогательным конструкциям, находящимся на воздухе (площадки, лестницы, ограждения).

Для РВС небольшого объема (до 1000 кубометров) днища допускается выполнять плоскими одинаковой толщины (без окраек). При этом контролируется и выступ окраек за внешнюю поверхность стенки резервуара. Для РВС до 1000 кубометров выступ окраек должен составлять 25-50 мм. У резервуаров большего объема днище должно иметь центр и кольцевые окрайки, выступ которых должен составлять 50-100 мм. При рулонном изготовлении днища не допускается использовать стальные листы различной толщины.

Ужесточилось и требование к толщине центральной части днища. Если раньше допускалось проектировать резервуары объемом 2000 кубометров и более с толщиной центральной части днища 4 мм, то на сегодняшний день минимально-допускаемая толщина центра днища названных резервуаров составляет 6 мм. Для резервуаров объемом менее 2000 кубометров величина толщины центральной части днища резервуара не изменилась и составляет 4 мм.

Требование к толщине окраек днища также изменилось, раньше оговаривалась конкретная минимально-допустимая толщина, на сегодняшний день в нормативной документации появилась формула, согласно которой рассчитывается минимально-допускаемая толщина окраек днища резервуара, зависящая от радиуса резервуара и толщины нижнего пояса стенки. Также стала оговариваться и ширина кольцевых окраек: 300 мм для РВС объемом менее 5000 кубометров и 600 мм для РВС-5000 и РВС большего объема.

Расстояние от сварных соединений днища до вертикальных сварных швов нижнего пояса резервуара также жестко контролируется нормативной документацией и составляет: 100 мм для РВС объемом до 10000 кубометров включительно и 200 мм для РВС большего объема.

Тема проектирования особо опасных объектов требует более детального и глубокого изучения, поэтому в данной статье на сегодняшний день ограничимся вышеназванными изменениями.

Список литературы

1. Аксенов, С. Г. Пожарная профилактика резервуаров и резервуарных парков / С. Г. Аксенов, В. А. Михайлова // Проблемы обеспечения безопасности при ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций : сб. ст. по материалам VI Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. уч. 20 дек. 2018 г. – Воронеж, 2018. - С. 18-19.

2. ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. – Взамен ГОСТ 31385-2008 ; введ. 1 марта 2017. – Москва : Стандартинформ, 2016 – 91 с.

3. Зарипов, Р. М. Анализ напряженно-деформированного состояния синтетического понтона для резервуаров / Р. М. Зарипов, И. Э. Лукьянова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 1997. - № 5. - С. 89-93.

4. Лукьянова, И. Э. Исследование работоспособности резервуара РВС для хранения нефти и нефтепродуктов с использованием программного пакета FLOWVISION / И. Э. Лукьянова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2009. - № 3. - С. 63-66.

5. Лукьянова, И. Э. Проблемы повышения эксплуатационной надежности стальных вертикальных резервуаров с понтонами / И. Э. Лукьянова, В. А. Михайлова // Трубопроводный транспорт-2010 : материалы VI международной учебно-научно-практической конференции. - Уфа, 2010. - С. 177-178.

6. Лукьянова, И. Э. Проблемы эксплуатации РВСП с нефтепродуктами / И. Э. Лукьянова, В. А. Михайлова // 59-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых : сборник. - Уфа, 2008. - С. 59.

7. Лукьянова, И. Э. Влияние дополнительных нагрузок на напряженно-деформированное состояние вертикальных резервуаров / И. Э. Лукьянова // Мировое сообщество: проблемы и пути решения : сборник. - Уфа, 2004. Вып. 15. - С. 74-78.

8. Лукьянова, И. Э. Модель РВС-50000 в программном пакете FLOWVISION для исследования работоспособности резервуара / И. Э. Лукьянова, В. А. Михайлова // 60-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых : сборник. - Уфа, 2009. - С. 44.

9. Михайлова, В. А. Повышение пожарной безопасности оснований вертикальных стальных резервуаров / В. А. Михайлова // Современные

технологии в нефтегазовом деле – 2016 : сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. - Уфа, 2016. - С. 272-275.

10. Михайлова, В. А. Проблемы пожарной безопасности стальных вертикальных резервуаров с понтонами (РВСП) / В. А. Михайлова, Ф. Ш. Хафизов // Фундаментальные и прикладные исследования в технических науках в условиях перехода предприятий на импортозамещение: проблемы и пути решения : сборник трудов Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. - Уфа, 2015. - С. 369-370.

УДК 502.51(2853): 665.5: 621.391.64

Мушинская Е.А., Петров С.В., Лукаш А.А.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗЛИВА НЕФТИ АНАЛИТИЧЕСКИМИ И ЛАБОРАТОРНЫМИ МЕТОДАМИ

Ухтинский государственный технический университет,
г. Ухта, Республика Коми

Аннотация: В современных условиях очень важной и актуальной является проблема обнаружения границ нефтяного пятна при возникновении аварийных ситуации. Применение тепловизионной аппаратуры может помочь в установлении границ разливов для более оперативной ликвидации последствий аварии. В работе приведены теоретические расчеты изменения границ нефтяного пятна в зависимости от времени истечения и лабораторные исследования установления границ разливов нефти при различных внешних условиях.

Annotation: In modern conditions, the problem of detecting the boundaries of an oil slick in an emergency situation is very important and relevant. The use of thermal imaging equipment can help in determining the boundaries of spills for more rapid elimination. The paper presents theoretical calculations of the change in the boundaries of an oil spill depending on the expiration time and laboratory studies of the determination of the boundaries of oil spills under various external conditions.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, тепловизор, тепловизионный метод, нефтяное пятно, разлив нефти, локализация разлива, ликвидация разлива.

Key words: main oil pipeline, thermal imager, thermal imaging method, oil slick, oil spill, localization of a spill, liquidation of a spill.

Магистральный трубопроводный транспорт занимает лидирующие позиции для Российской экономики. В процессе транспорта неизбежны потери ценного сырья в результате морального износа нефтепроводов и оборудования, возникновения аварийных ситуаций. Аварийные ситуации сопровождаются выходом нефти на поверхность, вследствие чего происходит загрязнение окружающей среды, требующее оперативное

вмешательство и производство работ по локализации и ликвидации последствий аварий. Локализация и ликвидация нефтяного загрязнения должна осуществляться многофункциональным комплексом задач, с использованием технологического оборудования и различных подходов к той или иной аварии, это позволит избежать дальнейшего увеличения площади загрязнения [1, 2, 3].

Первоочередной задачей при аварии и инциденте разлива нефти является локализация разлива. На данной стадии анализа определяются возможные методы ликвидации разлива нефти. Она начинается с оценки всех потенциально применимых методов и составления их перечня для дальнейшего рассмотрения на более поздних этапах процесса [1, 2, 3].

При локализации разлива необходимо определить радиус нефтяного пятна и проследить динамику его изменения с течением времени. Для решения данной задачи можно воспользоваться различными методиками. Приведем сравнительный анализ двух наиболее популярных: уравнение Бернулли и метод Букмайстера (таблица 1).

Таблица 1

Сравнение радиусов растекания нефтяного пятна в зависимости от времени

Время утечки, ч	Радиус растекания пятна, м	
	Уравнение Бернулли	Метод Букмайстера
$t_1= 5$	$r_1(t)= 2,76$	$r_1(t)= 3,13$
$t_2= 10$	$r_2(t)= 4,66$	$r_2(t)= 5,74$
$t_3= 20$	$r_3(t)= 7,80$	$r_3(t)= 10,53$
$t_4= 30$	$r_4(t)= 10,57$	$r_4(t)= 15,02$
$t_5= 40$	$r_5(t)= 13,115$	$r_5(t)= 19,32$
$t_6= 50$	$r_6(t)= 15,504$	$r_6(t)= 23,48$
$t_7= 60$	$r_7(t)= 17,78$	$r_7(t)= 27,54$
$t_8= 70$	$r_8(t)= 19,95$	$r_8(t)= 31,52$
$t_9= 80$	$r_9(t)= 22,06$	$r_9(t)= 35,43$

Исходя из полученных результатов можно проследить, что при достаточно малом времени после начала растекания нефтяного пятна, значение радиуса растекания по двум методикам различны. С увеличением времени разница в результатах начинает возрастать. И с момента времени, когда значения радиуса растекания нефтяного пятна по двум методикам различается более чем на 30 %, следует использовать методику Букмайстера, так как в качестве конечных результатов принимается наилучший вариант развития событий.

На практике не всегда имеется время и возможность определить точное начало истечение нефти и просчитать радиусы разлива, поэтому возникает необходимость в нахождении быстрого и оперативного способа установления границ разливов.

Исходя из проблематики, целью данной работы стало нахождение новых методов для оперативного установления границ нефтяных разливов.

При сравнительном анализе используемых на сегодняшний день методов обнаружения разливов было принято решение выбрать в качестве объекта исследований тепловизионный метод.

Предлагаемый метод позволяет полностью и в кратчайшие сроки оценить масштабы распространения аварийного разлива и тем самым ускорить локализацию и ликвидацию разлива.

Применение тепловизоров в интересах экологической безопасности окружающей среды является актуальной задачей для объектов транспорта нефти. К ней относится контроль и мониторинг за состоянием нефтепроводов, эксплуатируемых в различных природно-климатических условиях. Тепловизор осуществляет съемку в виде ряда цифровых изображений, которые через приемно-передающее устройство передаются в режиме реального времени на пункт круглосуточного дистанционного наблюдения. На основании данной информации можно судить о состоянии магистрального нефтепровода и выявлять места возможных инцидентов и аварий.

Сущность тепловизионного метода заключается в съемке теплового портрета окружающей среды. В связи с различными коэффициентами излучения нефти и грунта, либо воды, мы получаем контрастное изображение нефтяного пятна. Рассмотрим подробнее сущность тепловизионного метода и применяемую для него аппаратуру.

Тепловизор – оптико-электронный прибор, предназначенный для дистанционного наблюдения за распределением температуры на исследуемой поверхности, ее измерения и регистрации. Распределение температур отображается на дисплее прибора, как цветная картинка, где различные цвета означают различные температуры. С помощью тепловизоров получают термограммы, т. е. тепловые портреты исследуемых объектов [5].

Тепловой контроль основан на измерении, мониторинге и анализе температуры контролируемых объектов. Основным условием применения теплового контроля является наличие в контролируемом объекте тепловых потоков. Процесс передачи тепловой энергии, выделение или поглощение тепла в объекте приводит к тому, что его температура изменяется относительно окружающей среды. Распределение температуры по поверхности объекта является основным параметром в тепловом контроле, так как несет информацию об особенностях процесса теплопередачи, режиме работы объекта, его внутренней структуре и наличии скрытых внутренних дефектов. Тепловые потоки в контролируемом объекте могут возникать по различным причинам [5].

Для исследования возможности применения тепловизионного метода в целях обнаружения и установления границ аварийного разлива нефти проводилась экспериментальная работа. Суть работы заключалась в фиксации тепловых контрастов между окружающей средой и нефтью. Работа проводилась при различных условиях (рис. 1).

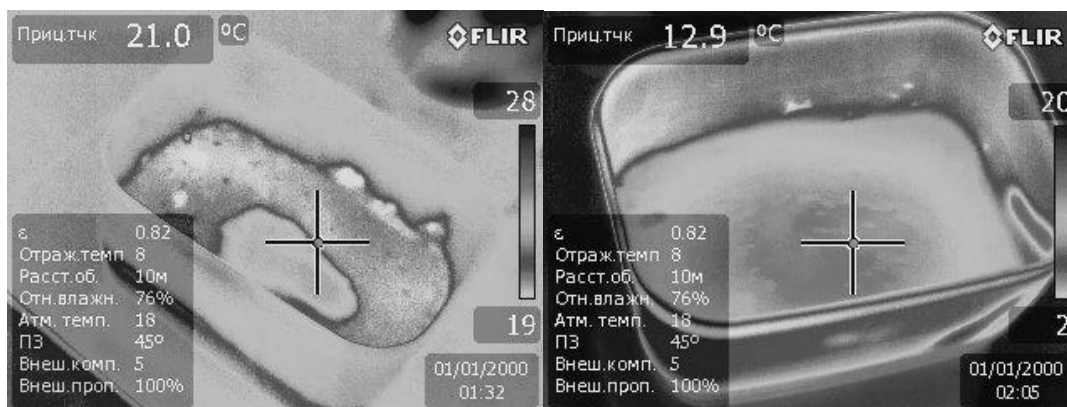


Рис. 1. Тепловой портрет растекания пятна нефти на грунте до и после охлаждения

Проведение термографических исследований показало, что между разлившейся нефтью и окружающей средой возникают тепловые контрасты, что помогает установлению границ разливов, это в свою очередь, оптимизирует работу по локализации и ликвидации последствий аварий.

По итогу проделанной работы можно сделать определенные выводы. Изучение динамики распространения пятна нефти при аварийных разливах может быть полезным для дальнейшего подбора технических средств и методов для ликвидации. Если объединить теоретические расчеты распространения пятна и тепловизионную съемку на месте аварии, то это может помочь в определении актуальных границ пятна и определению объемов потерянного продукта. Применение тепловизионного метода позволяет сократить материально-технические затраты при ликвидации последствий аварийного разлива нефти, который происходит при разгерметизации магистрального нефтепровода.

Список литературы

1. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ликвидация аварий и инцидентов. Организация и проведение работ : РД 13_020_00-КТН-020-14 : утв. ОАО «АК» «Транснефть» 23.04.13 : ввод в действие с 01.02.14. – Москва : ОАО «АК» «Транснефть», 2014. – 77 с.
2. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Локализация и ликвидация аварий и инцидентов в условиях болотистой местности : РД 13-020-00-КТН-036-15 : утв. ОАО «АК» «Транснефть» 01.03.15 : ввод в действие с 01.09.13. – Москва : ОАО «АК» «Транснефть», 2015. – 68 с.
3. Соколов, В. В. Ликвидация последствий разлива нефти магистрального трубопровода Чкаловского н.м.р. в условиях болотистой местности : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / В. В. Соколов ; ТПУ. – Чкаловск, 2014. – 29 с.

4. Магистральные трубопроводы : СП 36. 13330 – 2012 : утв. Госстрой РФ 25.12.12 : ввод. в действие 01.07.13. – Москва : РГ-Пресс, 2012. - 99 с.

5. Хахин, В. И. Тепловизионные системы : учеб. пособие для вузов / В. И. Хахин, Н. Д. Куртев, Б. И. Голубь. - Москва : МИРЭА, 1988. - 105 с.

УДК 504.054

Набиев Р.Р., Пимнева Т.Д.

ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: Произведена оценка объемов выброса загрязнителей при порывах трубопроводов и анализ результатов экономической оценки ущерба.

Abstract: The estimation of emissions of pollutants, with gusts of pipelines and analysis of results of economic assessment of damage.

Ключевые слова: замазученность, водопункт, экологическая безопасность, порыв трубопровода.

Keywords: oil contamination, water points, ecological safety, pipeline burst.

За последние годы на месторождениях ЯНАО проложены трубопроводы, в строительстве которых при строительстве были допущены ошибки, что приводит к нестабильной работе фонда, а также повышены риски загрязнения окружающей среды.

Разгерметизация трубопроводных коммуникаций при эксплуатации связана с воздействием на природную среду и нанесением ущерба из-за загрязнения недр, водных источников, земельных угодий и воздуха[1].

Порывы трубопроводов систем нефтесбора и ППД является значимым источником формирования загрязняющих веществ, выбрасываемых на дневную поверхность. Оценка объемов выброса загрязнителей при порывах трубопроводов проводили по расходу жидкости через круглое отверстие при постоянном перепаде при истечении в атмосферу. В этих расчетах сделаны некоторые допущения: неизменность давления в трубопроводе после порыва; не учитывается излив жидкости из-за геодезического напора; диаметр отверстий при порывах принят 5 мм; давление в разводящем водоводе 15 МПа, подводящем 2 МПа, выкидной линии 0,5 МПа, в коллекторе - 2 МПа; плотность обводненной (92 %) нефти и сточной воды 1,060 г/см³; время от начала порыва до остановки насосов - продолжительность порыва для разводящего водовода 8 ч, для подводящего -4 ч, выкидной линии 4 ч, нефтесборного коллектора 2 ч; коэффициент расхода 0,6 (табл. 1).

Таблица 1

Оценка объемов выброса загрязнений при порыве трубопроводов, систем нефтесбора и ППД

Показатели	Единицы измерения	Нефтесбор		ППД	
		Выкидные линии	Нефтесбор. коллекторы	Подводящие водоводы	Разводящие водоводы
Расход жидкости при порыве	м ³ /ч	1,3	2,6	7,1	2,6
Продолжительность порыва	ч	4	2	4	8
Объем выброса загрязнителя за один порыв	м ³	5,2	5,2	28,4	20,8
Поток отказов за 2017 год	шт	1219	669	376	685
Годовой объем выброса	м ³	6340	3480	10680	14250

Общий ущерб от порыва нефтепровода складывается из ущерба на ликвидацию порыва (затрат на восстановление), на сбор и вывоз разлитой нефти, на ликвидацию замазученности почвы, ущерба от безвозвратно потерянной нефти, от вынужденного простоя, от загрязнения окружающей среды (земли и водоемов). Анализ результатов экономической оценки ущерба показал, что наибольший удельный вес в общем ущербе составляет ущерб от загрязнения окружающей среды, что свидетельствует о приоритетности работ, направленных на повышение надежности и экологической безопасности трубопроводов, транспортирующих коррозионно-активные среды [2].

Одним из показателей влияния объектов нефтедобычи на состояние водных ресурсов является содержание хлор - ионов и нефтепродуктов в поверхностных и подземных пресных водах. Состояние водных ресурсов наблюдается через специальную сеть контрольных водопунктов, которая ежегодно корректируется в зависимости от сложившейся экологической обстановки и согласовывается с контролирующими органами. Самыми высокими показателями загрязнения вод как по степени, так и по площади характеризуется Сугмутское и Суторминское месторождения. 15 нефтяных месторождений характеризуются наличием водных объектов, загрязненных выше ПДК по содержанию в водах ионов хлора. Водные объекты с превышением концентраций хлоридов выше фоновых природных, но ниже ПДК (начальная степень загрязнения вод) имеются в пределах 60 нефтяных месторождений. Месторождения, на качество вод которых не сказалась отрицательно их разработка [4].

Свыше ПДК по СГ ионов загрязнены поверхностные воды в 34 наблюдательных водопунктах (6,7% от общего количества поверхностных водопунктов), подземных - в 69 водопунктах (17,6 % от общего количества подземных водопунктов). Выше природных фоновых концентраций хлоридов, но ниже ПДК, отмечается содержание хлоридов в водах 145 поверхностных водопунктов (28,7 %) и 103 водопунктах на подземные воды (26,3 %). Таким образом, за анализируемый период времени ухудшения качества пресноводного комплекса на нефтяных месторождениях ЯНАО не произошло, отмечается тенденция к расслоению подземных вод.

Список литературы

1. Асфандияров, Ф. А. Защита трубопроводов от коррозии в системе сбора обводненной нефти / Ф. А. Асфандияров, К. Р. Низамов, А. А. Калимуллин // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 2. - С. 55-58.
2. Мурзагильдин, З. Г. К вопросу повышения надежности трубопроводов системы сбора и транспорта обводненной нефти / З. Г. Мурзагильдин, К. Р. Низамов // Труды. - 2016. - Вып. 15. - С. 83-88.
3. Низамов, К. Р. Проблемы защиты металлов от коррозии в нефтегаздобыче / К. Р. Низамов // Нефтяное хозяйство. - 2017. - № 9. - С. 68-72.
4. Стадник, М. Н. Альтернативные антикоррозионные мероприятия по защите нефтепромысловых трубопроводов / М. Н. Стадник, Е. В. Огудова // Нефтегазовый терминал № 13 : сб. ст. Междунар. науч.-техн. конф. - Тюмень, 2017. – С. 208 -211.
5. Розенфельд, И. Л. Коррозия и защита металлов. Локальные коррозионные процессы / И. Л. Розенфельд. – Москва : Металлургия, 1970. -448 с.
6. Худяков, Г. Г. Установка для лабораторных коррозионных исследований / Г. Г. Худяков, А. А. Калимуллин, А. И. Оводов // РНТС. Сер. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. - 1972. - Вып. 1. - С. 23-24.

УДК 656.13/73.31.41

Носов А.В.

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИЙ ДЛЯ ТРУБОРЕЗА УКЗ-П, ПРЕДНАЗНАЧЕННОЙ ДЛЯ РЕЗКИ В ОБВОДНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

АО «Транснефть – Сибирь», г. Тюмень, Россия

Аннотация: Целью данной работы является предложения по разработке конструкции трубореза УКЗ-П для резки труб в обводненных условиях, которые будут способствовать повышению эффективности деятельности рабочих.

Abstract: The purpose of this work is to develop proposals for the design of the pipe cutter extended cumulative charges for cutting pipes in flooded conditions, which will improve the efficiency of workers.

Ключевые слова: обводненность, герметичность

Keywords: water cut, tightness

Технология резки взрывом магистрального трубопровода с помощью труборезов с удлиненными кумулятивными зарядами (УКЗ-П) разработана и успешно используется на предприятиях трубопроводного транспорта. Труборез представляет собой два полукольца из профилированных медных оболочек, так называемых удлиненных кумулятивных зарядов (УКЗ), но при его использовании, в обводненных местах, заряды трубореза необходимо помещать в герметичную оболочку.

Для решения данной проблемы была разработана конструкция для труборезов УКЗ-П, предназначенная для резки в обводненных условиях, которая на данный момент проходит опробование в АО «Транснефть-Сибирь».

Для вырезки «катушек» применяются следующие виды кумулятивных устройств:

- 1) труборезы кумулятивные кольцевые наружные;
- 2) шнуровые кумулятивные заряды;
- 3) удлиненные кумулятивные заряды прокатанные (УКЗ-П).

УКЗ-П состоит из двух зарядов, которые представляют собой металлическую трубу с продольной клиновидной кумулятивной выемкой, заполненную продуктом, уплотненным в процессе прокатки и изогнутую в форме полукольца, один конец которого отогнут наружу.

Применение взрывных технологий значительно сокращает время восстановления трубопровода, но при использовании в обводненных местах полукольца необходимо помещают в герметичную оболочку.

Принцип работы кумулятивного заряда заключается в том, что при подрыве заряда образуется направленная кумулятивная струя, имеющая высокую температуру (свыше 1000 ОС) и скорость (свыше 1000 м/с), создающая давление около 30 000 МПа. За счет этого давления разрезается стенка трубы.

В настоящее время разработаны УКЗ-П для резки труб диаметром от 151 до 1420 мм с толщиной стенки до 40 мм. Резку с применением энергии взрыва можно осуществлять на трубопроводах:

- полностью заполненных нефтью и нефтепродуктами;
- частично заполненных нефтью и нефтепродуктами;
- полностью опорожненных при наличии в них не удаляемого остатка после слива или откачки нефти;
- в других случаях, когда возможно образование взрывоопасной концентрации паров нефти;
- заполненных горючими газами при избыточном давлении 200-500 Па;
- не содержащих горючих паров и газов;
- очищенных от остатков нефти и нефтепродуктов и дегазированных;
- заполненных водой.

Резку взрывом магистральных трубопроводов и их трубчатых элементов в обводненных условиях проводят труборезами в герметичной оболочке. Обводненными считаются условия, при которых трубопровод погружен в жидкость в интервале от нижней до верхней образующей. Не допускается применение резки взрывом магистральных трубопроводов труборезами: - на местности, содержащей взрывчатые газы в радиусе разлета осколков, - ближе 5 м от закрытой задвижки. Резка взрывом магистральных нефтепроводов труборезами пригодна для применения во всех климатических районах в интервалах температур от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

Пожаровзрывобезопасность при резке труборезами обеспечивается:

- заполнением внутреннего пространства трубопровода воздушно-механической пеной средней кратности (70-100);
- заполнением котлована вокруг трубопровода воздушно-механической пеной средней кратности (70-100);
- заполнением внутреннего пространства трубопровода выхлопными газами двигателя внутреннего сгорания.

Работы по взрывной резке ведутся по проектам «ВР». Опасная зона при проведении ВР 300 м. При использовании специальных защитных устройств (локализаторов) и ведении ВР шнуровыми кумулятивными зарядами опасная зона определяется проектом. ВР разрешается проводить при отсутствии на местности в пределах опасной зоны горючих паров и газов. При наличии горючих паров и газов выше предельно допустимой концентрации принимаются меры по снижению уровня загазованности среды. Допускается ведение ВР на расстоянии не ближе 20 м от насосных станций и резервуаров при условии применения технических средств, предотвращающих разлёт осколков, и выполнения требований по загазованности среды.

Перед установкой труборезов производится монтаж шунтирующей перемычки и заземления на трубопроводе с местом крепления не ближе 40 см от места реза. Резка трубопроводов и трубчатых конструкций может осуществляться одним труборезом или одновременным подрывом двух или более труборезов. В случае электрического способа взрывания при одновременном подрыве нескольких труборезов ЭД должны соединяться в сеть последовательно.

Проблема невозможности использования трубореза УКЗ-П в обводненных условиях заключается в том, что кумулятивная выемка заряда наполняется водой, которая в свою очередь, гасит зарождающуюся кумулятивную струю. Вследствие чего вода препятствует набору мощности кумулятивной струи и резки металла не происходит.

На приведенных ниже рисунках показана причина необходимости разработки кожухов. На рисунке 1 изображен заряд в сечении заложенный в обычных условиях. Как видно на рисунке кумулятивная струя зарождаемая в кумулятивной выемке беспрепятственно режет металл.

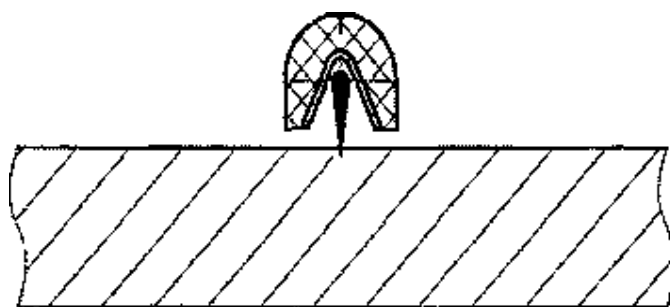


Рис. 1. Заряд в сечении заложенный в обычных условиях

На рисунке 2 заряд заложен в воде. В этом случае в кумулятивной выемке присутствует вода, которая не дает сконцентрироваться кумулятивной струе и гасит ее. Вследствие чего резка металла не происходит.

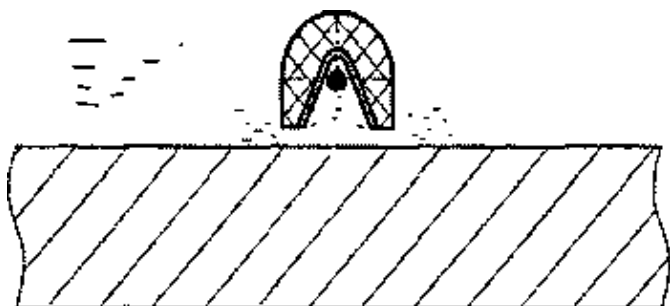


Рис. 2. Заряд в сечении заложенный в воде

На рисунке 3 заряд помещен в герметичный кожух, который не дает воде проникнуть в кумулятивную выемку. И зародившейся кумулятивной струе достаточно мощности пробить и кожух и стенку металла.



Рис.3. Заряд в сечении в герметичном кожухе

Исходя из этого предлагается три типа герметичных оболочек:

1. На основе армированного бытового шланга;
2. На основе шланга КМТ;
3. На основе утеплителя для труб типа «Теплоизол».

Все три типа были установлены на испытательный стенд и испытаны. Все три образца произвели рез трубы, но с разным успехом.

1 тип отрезал трубу полностью, но с недостаточным заминанием торцов, тем самым показал малый запас мощности.

2 тип сделал небольшой недорез, его можно увидеть на изображении, и труба откололась под собственным весом.

3 тип показал себя выгоднее предыдущих. Прорезав трубу полностью, показал достаточное заминание торцов.

По результатам проведенных испытаний была проведена сравнительная характеристика герметичных оболочек по ряду показателей (таблица 1).

Таблица 1

Сравнительная характеристика трех типов герметичных оболочек

Показатель	Шланг бытовой армированный	Шланг КМТ	Утеплитель
Стоимость	420 рублей\метр	240 рублей\метр	200 рублей\метр
Простота установки			+
Герметичность	+	+	+
Сминаемость торцов	+		+

Хочется отметить, что герметичный кожух на основе утеплителя показал себя выгоднее всех. Так же стоит обратить внимание, что для установки первых двух типов кожухов необходимо применять дополнительное оборудование, фен строительный. Это необходимо для герметизации торца кожуха. Для кожуха на основе утеплителя достаточно использовать армированный скотч, для герметизации торцов. Как показали испытания, оба способа герметизации для разных оболочек выдержали нагрузку и оказались эффективными, обеспечивая необходимую герметичность.

Подводя итог, можно сделать выводы о том, что:

- заряды в предлагаемых кожухах справляются с задачей отрезки трубы в обводненных условиях;
- на основе испытаний и проведенной сравнительной характеристике выделена наиболее подходящая конструкция;
- использование герметичного кожуха позволяет ускорить процесс ремонта трубы в обводненных условиях;
- экономически целесообразней использовать труборез УКЗ-П в герметичной оболочке по сравнению с установкой КРГ и работы в ней машинками безогневой резки.

Предлагаемое техническое решение позволит справляться с задачей отрезки трубы в обводненных условиях, благодаря применению наиболее подходящей конструкции, ускорит процесс ремонта трубы в обводненных условиях и позволит сократить расходы предприятия.

Список литературы

1. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «правила безопасности при взрывных работах»: приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 16 дек. 2013 г. № 605.

2. Инструкция по резке взрывом магистральных трубопроводов труборезами на основе зарядов УКЗ-П. – Самара : ОАО АК «Транснефть», 2001. – 17 с.

3. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «Транснефть»: РД-13.220.00-КТН-148-15. - Москва : ООО «НИИ Транснефть» АО «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть», 2015. -141 с.

УДК 656.13/73.31.41

Обухова А.М., Огудова Е.В.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ СПОСОБ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА В ТРУДНОДОСТУПНЫЕ РАЙОНЫ РОССИИ: ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В статье рассмотрен инновационный способ поставки газа в труднодоступные районы России. Приведены несколько методов и технологий перевода природного газа из газового в твёрдое агрегатное состояние. Рассмотрены условия поддержания газогидратного состояния в длительном промежутке времени. Перечислены преимущества газогидратов как альтернативного источника топлива.

Annotation: The article describes an innovative way to supply gas to remote areas of Russia. Several methods and technologies for converting natural gas from gas to solid state are given. The conditions for maintaining the gas hydrate state in a long period of time are considered. The advantages of gas hydrates as an alternative source of fuel are listed.

Ключевые слова: транспорт и хранение природного газа, газовые гидраты, гидратообразование, самоконсервация.

Keywords: transportation and storage of natural gas, gas hydrates, hydrate formation, self-preservation.

Программа газификации районов Российской Федерации является одной из главных задач для топливно-энергетического комплекса РФ. Несмотря на то, что в России сосредоточены огромные запасы природ-

ного газа, в некоторых труднодоступных районах газификация не превышает 7%, тогда как в среднем по России 63%. Труднодоступными являются районы Восточной Сибири и Дальнего Востока: Забайкальский, Приморский, Хабаровский, Камчатский край, Еврейский АО, Сахалинская область, республика Якутия (Саха).

Для того чтобы поставлять газ в эти регионы требуются большие экономические затраты: строительство новых ветвей газопроводов, газораспределительных станций, компрессорных станций, газоперерабатывающих и газохимических заводов. Нет ли альтернативного и более выгодного варианта поставки газа?

В настоящее время существует только один пилотный проект по газогидратной технологии хранения и транспорта газа, разработанный и реализованный в Японии, для решения проблемы газификации отдалённых труднодоступных районов.

Гидраты газов представляют собой твёрдые кристаллические соединения (клатраты), в которых молекулы газов при определённых температурах и давлении заполняют структурные пустоты кристаллической решётки, образованные молекулами воды с помощью прочной водородной связи. По консистенции газогидраты похожи на рыхлый лёд (рис.1).



Рис. 1. Газовый гидрат

Существенные преимущества газовых гидратов как альтернативного источника топлива:

- 1) примерное содержание газа в газогидрате составляет 164 куб. метра газа на 1 куб. метр гидрата;
- 2) транспорт газа в твёрдом состоянии не требует дополнительного строительства ветвей трубопроводов, компрессорных, газораспределительных станций и перерабатывающих заводов;

3) огромные запасы на территории России (около 1000 трлн куб. м.);
4) проблема, часто наблюдаемая в районах вечной мерзлоты и Арктики, нашла применение: формирование гидратных пробок, блокирующих движение и создающих аварийную ситуацию, в скважинах и газопроводах исключено, т.к. теперь сами гидраты являются продуктом транспортировки.

Добыча газа посредством газогидратов не является чем-то инновационным, т.к. ещё в 70-х годах прошлого века во время экспедиции на Охотском море были подняты на корабль первые образцы «ледяного газа», а на месторождении Мессояха в Западной Сибири на протяжении первой половины 1970-х годов проводилась первая опытная добыча. В ряде научных исследований, которые также проводила компания «Газпром», добыча газогидратов не оказалась задачей первостепенной надобности, т.к. залежей природного газа хватит ещё на 200-250 лет.

Вопрос состоит в том, чтобы не добывать газогидраты из земной коры, а преобразовывать добытый газ в твёрдое вещество уже на поверхности земли. Такая технология сделала бы поставки газа в труднодоступные районы легкоосуществимой и более бюджетной операцией из-за отказа от строительства новых промышленных предприятий и установок. Эксперименты по преобразованию природного газа в газогидрат проводились в Норвегии и Японии.

Чтобы понять, как происходит данное преобразование, следует разобраться с составом газогидратных веществ. Гидраты относятся к нестехиометрическим соединениям (т.е. соединениям переменного состава) и описываются общей формулой $M \times nH_2O$, где M - молекула газогидратообразователя. Помимо индивидуальных гидратов известны двойные и смешанные, в состав которых входят несколько газов. Большинство компонентов природного газа (кроме H_2 , He , Ne , $n-C_4H_{10}$ и более тяжелых алканов) способно к образованию индивидуальных гидратов. Но встречаются компоненты (метан, азот, инертные газы), не имеющие критической температуры гидратообразования. Эта температура определяется точкой пересечения равновесной кривой гидратообразования с кривой упругости паров данного компонента.

На рисунке 2 видно, что наибольшую критическую температуру имеет сероводород H_2S , который может образовывать гидраты при температуре $29,5^\circ C$ и давлении 24 атм. С увеличением содержания в газе, так называемых, не гидратообразующих компонентов (N_2 , H_2 , He_2) давление образования гидратов повышается, и при наличии их в смеси более 50% образование гидратов данной смеси становится невозможным.

Молекулы воды слагают в гидратах полиэдрический каркас (образование объединённых многогранников - решетку «хозяина»), где имеются полости, которые могут занимать молекулы газов. Равновесные параметры гидратов разного состава отличаются, но для образования любого гидрата

при более высокой температуре требуется более высокая равновесная концентрация газа-гидратообразователя. В большинстве случаев природные газогидраты представлены гидратами метана и диоксида углерода CO_2 .

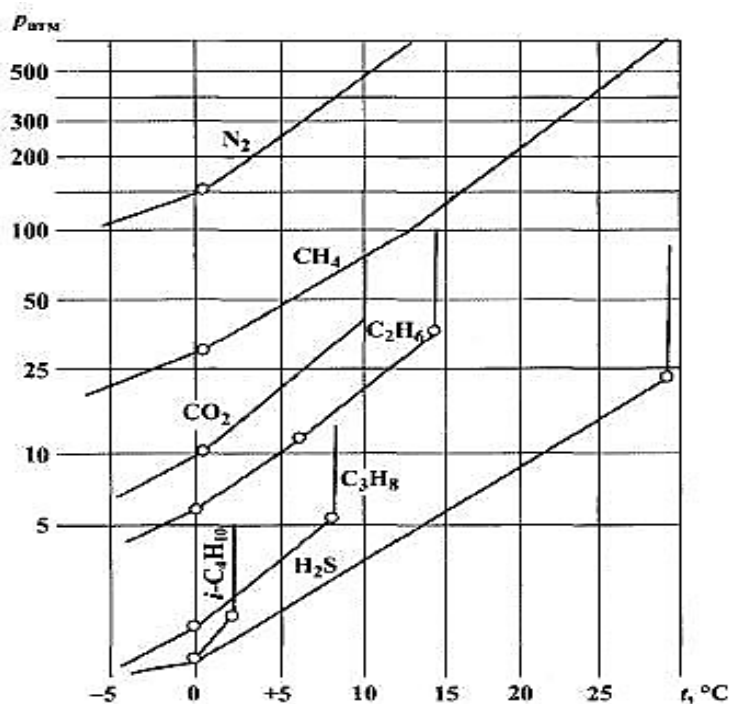


Рис. 2. Условия образования газовых гидратов индивидуальными компонентами природных газов

Способы получения газовых гидратов:

1 способ: для получения газовых гидратов применяется дисперсный лёд, который может образовываться двумя способами: замораживанием «сухой воды» и механическим измельчением обычного льда в течение 30 секунд с добавлением порошка наночастиц стабилизатора (гидрофобизированного пирогенного диоксида кремния).

Для получения газовых гидратов в реактор загружается примерно 7 г «сухой воды» или молотого льда. Молотый лёд загружается при температуре -20°C , в то время как «сухая вода» загружается при комнатной температуре. Затем реактор (рис.3) при атмосферном давлении продувается природным газом для удаления из него воздуха.

Для замораживания «сухой воды» реактор помещали в термостат при температуре -20°C , контролируя замерзание образца по его термограмме. Затем нагревали до температуры -1°C и заполняли природным газом до давления 4,6 МПа.

Реактор с молотым льдом так же нагревали до -1°C и заправляли природным газом до давления 4,6 МПа.

Замороженная «сухая вода», содержащая не более 5 мас.% диоксида кремния, представляет собой твёрдую смёрзшуюся массу с небольшой

примесью сыпучего материала в виде белого порошка, состоящего преимущественно из частиц льда. При увеличении концентрации диоксида кремния выше 5 мас.% доля сыпучей фракции возрастает.

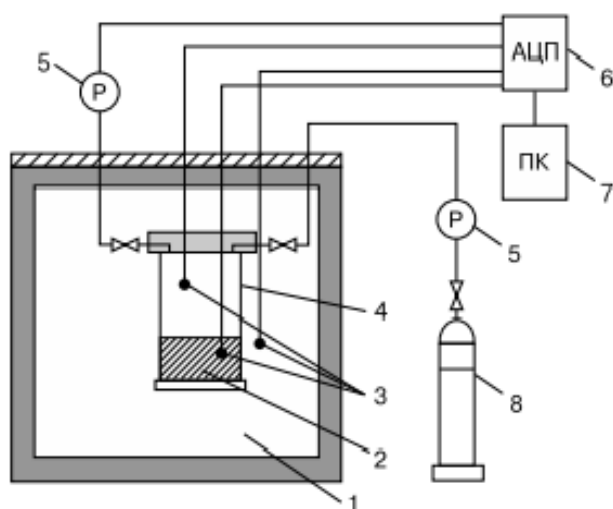


Рис. 3. Схема экспериментальной установки
 1 – термостат; 2 – образец; 3 – термодатчики; 4 – реактор; 5 – манометр;
 6 – аналогово-цифровой преобразователь; 7 – компьютер; 8 – баллон с газом

Время полупревращения льда в гидрат уменьшалось при увеличении содержания в нём наночастиц диоксида кремния. Так при концентрации 15 мас.% диоксида кремния время уменьшилось в 7-15 раз в зависимости от типа диоксида кремния (аэросил или Н18).

Для молотого льда с добавлением наночастиц диоксида кремния время его преобразования в гидрат существенно меньше, чем без добавки. При одинаковых условиях диспергирования воды и измельчения льда время полупревращения молотого льда в газогидрат меньше, чем у «сухой воды» при содержании наночастиц в образцах 5 мас.%. При содержании 10 мас.% время превращения будет меньше у замороженной «сухой воды».

Тип диоксида кремния также влияет на скорость образования гидрата в молотом льду. Таким образом, время полупревращения для молотого льда, стабилизированного Н18, было в 3 раза меньше, чем при его стабилизации аэросилом при одинаковом содержании стабилизатора 5 мас.% (табл. 1).

Таблица 1

Время полупревращения льда в гидрат при образовании гидратов природного газа в изохорных условиях в образцах замороженной «сухой воды» и молотого льда

Стабилизатор	Содержание стабилизатора, мас.%	Время полупревращения, мин
Замороженная «сухая вода»		
Аэросил	3	2750
Аэросил	5	3350

Аэросил	10	1020
Аэросил	15	150
H18	5	1750
H18	10	650
H18	15	240
Молотый лёд		
-	0	4800
Аэросил	5	1700
Аэросил	10	1500
H18	5	510

2 способ (норвежский эксперимент): исследователи из Норвежского института науки и техники в ходе экспериментов установили три гидратные технологии хранения и транспорта газа путём самоконсервации газовых гидратов при нормальном атмосферном давлении и температурах 258-263 К.

1-я технология – газ во льду – углеводородный газ впрыскивается в реактор, в котором постоянно перемешивается вода. Рабочие условия в реакторе 5МПа и 283 К. Смесь воды и льда поступает в реактор для охлаждения до нужной для образования гидратов температуры. Такая смесь может проходить от одного до трёх реакторов для увеличения концентрации гидратов. После третьего реактора смесь гидрата с водой сепарируется. При этом может возникнуть проблема разделения воды и гидрата, т.к. их плотности близки, поэтому рассматривается возможность применения газового конденсата. После этого проводится осушка и замораживание гидрата до 258 К и снижение давления. Затем гидрат таблетизируется (гранулируется) для последующего хранения или транспортировки. По технико-экономическим оценкам технология хранения и транспортировки газа в гидратном состоянии на 25% дешевле, чем в сжиженном.

2-я технология – транспорт попутного нефтяного газа в виде консервированного газогидрата с нефтью. Смесь гидрата попутного газа с сырой нефтью при отрицательных температурах будет закачиваться в челночные танкеры и перевозиться в хранилища, а оттуда на перерабатывающие заводы. По экономическим оценкам такая технология будет эффективна для транспорта газа на расстояния более 200 км.

3-я технология основана на самоконсервации гидратов. При этом предполагается строительство искусственных хранилищ вблизи крупных потребителей. Магистральный метан подаётся в цех по изготовлению монолитных блоков газогидратов и замораживается с соблюдением условий самоконсервации. В начальный момент времени диссоциации (распада) гидрата на его поверхности образуется плёнка льда, которая препятствует выходу газа из газогидрата и позволяет ему находиться в метастабильном

состоянии долгое время. Затем блоки загружаются в герметичный склад, где поддерживается температура $-5... -20^{\circ}\text{C}$. Такая технология является перспективной для районов многолетней мерзлоты, где не требуется искусственное охлаждение склада.

В метастабильном состоянии при поддержании температуры 271 К и нормальном атмосферном давлении гидраты могут находиться длительное время. Стабильность газогидратов зависит от многих факторов (микроструктуры гидрата, температуры и давления хранения, наличия сублимации и др.) и может регулироваться условиями консервации и хранения.

Вывод: попутный газ с месторождений можно переводить в газогидратное состояние и транспортировать танкерами или автомобильным/железнодорожным транспортом в труднодоступные районы, где погодные условия или особенности геологического строения Земли затрудняют строительство трубопроводов или делают этот процесс невозможным.

Азот, углекислый газ и сероводород могут быть отделены от метана при переводе его в гидратное состояние. Способ разделения углеводородных смесей в процессе гидратации позволяет получать отдельные компоненты-газы с высокой степенью чистоты. Данное изобретение может быть использовано в химической, газоперерабатывающей, металлургической промышленности и других отраслях народного хозяйства.

Чем больше добывающих компаний захотят найти альтернативу строительству трубопроводов, тем быстрее и экономичнее будет протекать газификация труднодоступных (и не только) районов Российской Федерации.

Список литературы

- 1) Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Ф. Ф. Абузова [и др.]. - Москва : Недра, 1992. - 320 с.
- 2) Бык, С. Ш. Газовые гидраты / С. Ш. Бык, Ю. Ф. Макогон, В. И. Фомин. - Москва : Химия, 1980. - 296 с.
- 3) Эффект самоконсервации газовых гидратов / В. А. Истомин [и др.] // Газовая промышленность. Спецвыпуск «Газовые гидраты». - 2006. - С. 36-46.
- 4) Новоселов, В. Ф. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов : учебное пособие / В. Ф. Новоселов. - Уфа : Изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1986. - 93 с.
- 5) Гидратные технологии для газификации регионов России / В. С. Якушев [и др.] // Газовая промышленность. - 2009. - Спецвыпуск № 640. - С. 75-79.
- 6) Шиповалов, А. Н. Разработка энергоресурсосберегающих технологий при эксплуатации ПХГ газотранспортной системы [Электронный ресурс] / А. Н. Шиповалов, М. Ю. Земенкова, В. А. Шпилевой // Современные проблемы науки и образования. - 2015. - № 2. - Режим доступа : <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=21717>.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: Вопросы экологической безопасности процессов добычи нефтепродуктов в настоящее время являются актуальными для всех сфер экономики. Используемые трубопроводные системы формируют задачу обеспечения надежности с целью регламентированной эксплуатации месторождений.

Abstract: Issues of environmental safety of the processes of extraction of petroleum products are currently relevant for all sectors of the economy. Used pipeline systems form the task of ensuring reliability for the purpose of regulated field exploitation.

Ключевые слова: трубопровод, коррозия, экологическая безопасность, рекультивация земель.

Key words: pipeline, corrosion, environmental safety, land reclamation.

Трубопроводные конструкции и системы находят широкое применение практически во всех отраслях промышленности. Трубопроводы относятся к категории опасных объектов, отказы которых сопряжены с аварийными ситуациями и значительным материальным и экологическим ущербом. Особую значимость приобретает проблема экологической безопасности в системах магистрального трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтегазопродуктов. Отказ магистрального нефтегазопровода, проявляющийся в разгерметизации стенки трубы, трубных деталей или в общей потере прочности в результате разрушения, приводит, как правило, к значительному экологическому ущербу с возможными значительными потерями для окружающей природной среды [3].

Водонефтегазовые смеси Нивагальского месторождения обладают высокой коррозионной агрессивностью по отношению к стальному оборудованию. Коррозия оборудования определяется высокой минерализацией пластовой воды (17,6-26,4 г/л), её слабокислой реакцией (рН=6,5), повышенным содержанием углекислого газа в попутном газе, бикарбонатов в пластовой воде и по типу является углекислотной.

Прогнозная скорость проникновения внутренней коррозии для трубопроводов оценивается следующими максимальными величинами (мм/год):

- нефтегазосборные трубопроводы - 0,4-1,2;
- напорный нефтепровод ДНС-7 – Покачевский ЦПС - 0,3-3,3.

Обеспечение надежности трубопроводов системы внутрипромыслового транспорта нефти является одной из основных проблем, определяющих возможность нормальной эксплуатации Нивагальского месторождения во времени.

Допустимым для водоохраных зон (как и для зон повышенного экологического риска) является уровень аварийности нефтепромысловых продуктопроводов, принимаемый 0,03 шт./((км×год). Для достижения указанного уровня предусматривается проведение следующих мероприятий:

- использование гибких металлопластовых труб типа "Росфлекс";
- применение труб с повышенной коррозионной стойкостью из сталей 20А и 20С;
- увеличение толщины стенки труб с запасом на коррозию на 2-3 мм;
- периодическая очистка внутренней поверхности эластичным поршнем;
- периодическая обработка транспортируемой продукции ингибитором коррозии.

Для контроля внутренней коррозии трубопроводов предусматривается:

- оборудование площадок ультразвуковой дефектоскопии;
- измерение толщины стенки трубопроводов пропуском измеряющих устройств, например, фирмы "Пайптроникс" (Германия), один раз в 4-5 лет.

Грунты Нивагальского месторождения обладают умеренной коррозионной агрессивностью. Максимальная скорость коррозии (0,5-0,8 мм/год) ожидается в местах выхода трубопроводов на поверхность.

Предусматривается усиленная битумно-полимерная изоляция подземных трубопроводов с дополнительной оберткой липкой лентой на участках выхода на поверхность.

Для обеспечения антикоррозионной защиты существующих нефтесборных сетей производится закачка ингибиторов коррозии ХПС-001, ХПК-002, ХПК-007, ХПКС-010 (ЗАО "Когалымский завод химреагентов").

Современная практика нефтедобычи показывает, что полностью избежать аварийных ситуаций, связанных с разливами нефти, не удастся. Большинство разливов нефти связано с разгерметизацией (порывами) нефтетрубопроводов. Основными причинами аварий на нефтетрубопроводах являются:

- некачественное строительство;
- изменение проектных решений;
- внутренняя коррозия металла труб;
- механические повреждения.

Аварийные ситуации на промысловых трубопроводах могут быть выявлены по изменению технологических параметров диспетчером (в частности, по падению или повышению давления) и визуально операторами, ежедневно обслуживающими скважины (по наличию нефти на поверхности).

Работы по ликвидации возможных порывов на трубопроводах проводятся в соответствии с разработанным и утвержденным на предприятии "Планом ликвидации возможных аварий". Все аварийные работы выполняются аварийно-спасательным подразделением, оснащенным всеми необходимыми техническими средствами.

Аварийные работы, связанные с ликвидацией разливов нефти, включают в себя следующие основные этапы работ:

- первичный осмотр места аварии для определения объемов, характера и порядка необходимых работ;
- ликвидация источника аварийного разлива нефти;
- доставка технических средств к месту разлива нефти;
- локализация выброса, включающая в себя оконтуривание нефтяного загрязнения:
 - 1) на водной поверхности – боновыми заграждениями,
 - 2) на грунтовой поверхности – путем создания заградительных борозд, траншей или грунтовых обваловок с устройством защитных экранов, предотвращающих пропитку барьера нефтью;
- максимально возможный механический сбор свободной нефти с рельефа и водной поверхности.

На техническом этапе рекультивации и укрепительных работ производится уборка строительного мусора, засыпка рытвин и ям, планировка рекультивируемой поверхности.

На рекультивируемой поверхности формируется плодородный слой почвы. Для этого на нее наносится слой питательного торфяного грунта мощностью не менее 15-ти сантиметров [1].

После формирования плодородного слоя грунта производят посев смеси трав для создания стабильного растительного покрова.

Мерой экологической опасности строительства и эксплуатации магистральных нефтегазопроводов, может служить последствия нарушения природного баланса территорий не только регионального, но и государственного масштаба.

Такая опасность - потенциальная характеристика необратимых потерь (или необратимых процессов), количественно связанных с антропогенными факторами эксплуатации трубопроводной конструкции. Общий принцип охраны природы в трубопроводном строительстве заключается в минимизации потерь неживой и живой природы [2].

Список литературы

1. Возможности утилизации отходов бурения при формировании почвоподобной среды / Е. В. Гаевая [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. - № 2. – С. 82-89.

2. Мазур, И. И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов / И. И. Мазур, О. М. Иванцов, О. И. Молдаванов. - Москва : Недра, 1990. - 263 с.

3. Ударцева, О. В. Некоторые вопросы экологической безопасности нефтегазовой отрасли / О. В. Ударцева // Безопасность – 2018. Проблемы экологической и промышленной безопасности современного мира : материалы докладов XXIII Всесоюзной студенческой научно-практической конференции с международным участием. - Иркутск, 2018. - С. 44-46.

ПРИБОР С ПРОГРАММНЫМ ОБЕСПЕЧЕНИЕМ ДЛЯ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В статье рассмотрены вопросы создания программно-аппаратного комплекса для пространственного определения положения трубопровода. Рассмотрены проблемы существующих решений на рынке. На основании недостатков данных приборов создан экспериментальный прибор с программным обеспечением.

Abstract: The article deals with the creation of software and hardware complex for the spatial determination of the position of the pipeline. The problems of existing solutions in the market are considered. Based on the shortcomings of these instruments, an experimental instrument with software was created.

Ключевые слова: Внутритрубная диагностика, дефектоскоп, гироскоп, пространственное позиционирование, трубопровод.

Keywords: Внутритрубная диагностика, дефектоскоп, гироскоп, пространственное позиционирование, трубопровод.

Все системы позиционирования в пространстве подразделяются по различным критериям: назначение, объёмы обрабатываемой информации, применяющиеся методы позиционирования прибора. В различных областях применяют разнящийся по конструкции приборы для морского позиционирования, наземного и воздушного. Данные системы навигации имеют общие функции- определяют координаты местонахождения прибора, параметры движения(скорость, ускорение), а также углы отклонения от осей в пространстве(XYZ). Некоторые приборы в режиме реального времени обрабатывают на вычислительном блоке получаемые данные и специалист по окончании диагностических работ получает координаты для трехмерного построения фактического положения трубопровода или уже непосредственно график положения трубопровода.

Как показывает практика, создание различными производителями программных решений и последующая адаптация данных решений в аппаратные комплексы вызывает некоторые трудности.

Было решено составить программный комплекс с самого начала, т.е. спроектировать блок-схему программы, написать программу, а после создать прибор, удовлетворяющий требованиям программного решения.

Выбор пал на программно-аппаратный комплекс “Arduino”. Открытые исходные коды данного комплекса позволяют наладить отечественное производство в кратчайшие сроки. Также стоит заметить, что на рынке существует огромное количество сенсоров для данного про-

граммно-аппаратного комплекса. Открытые исходные коды не составляют угрозы взлома, т.к. создаваемый продукт не будет подвержен хакерским атакам в виду отсутствия физически возможных вариантов подключения. Запись данных планировалось производить на флэш-накопитель распространенного формата SD.

Цель исследования состояла в получении программно-аппаратного комплекса, конкурируемого с существующими программными решениями на рынке диагностики пространственного положения трубопровода.

Актуальность исследований в данной области можно обозначить, процитировав документы одной из компаний топливно-энергетического комплекса.

Согласно «Программе инновационного развития (ПИР) ПАО «Транснефть» на период 2017-2021 гг.» одними из приоритетных направлений технологического развития являются- «внутритрубная диагностика», «мониторинг и геопозиционирование».

В рамках ПИР на 2017-2021 гг. запланирована реализация одного из следующих ключевых проектов:

«Разработка комплекса высокоточных внутритрубных диагностических приборов для обеспечения надежности объектов магистральных трубопроводов.»

В перечне актуальных научно-технических проблем АО «Транснефть-Сибирь» на 2018 год по диагностике оборудования можно выделить следующие:

- 1 Прогрессивные методы ремонта и диагностики оборудования МН;
- 2 Геотехнический мониторинг площадочных и линейно-протяжённых объектов МН.

Основываясь на данных документах можно заметить, что исследования в области программно-аппаратных решений пространственного позиционирования являются актуальными и востребованными со стороны эксплуатирующих магистральные трубопроводы организаций.

Для подтверждения алгоритма работы программы необходимо было построить прототип прибора пространственного позиционирования трубопровода. При выборе комплектующих руководствовались возможностью максимальной оптимизации стоимости конечного продукта без потери точности измерений. Для постройки прибора использовали следующие комплектующие(рис. 1) :

1. влагозащищенный корпус;
2. кардридер;
3. сенсор(гироскоп+акселерометр);
4. выключатель;
5. источник питания;
6. преобразователь напряжения;
7. микроконтроллер.

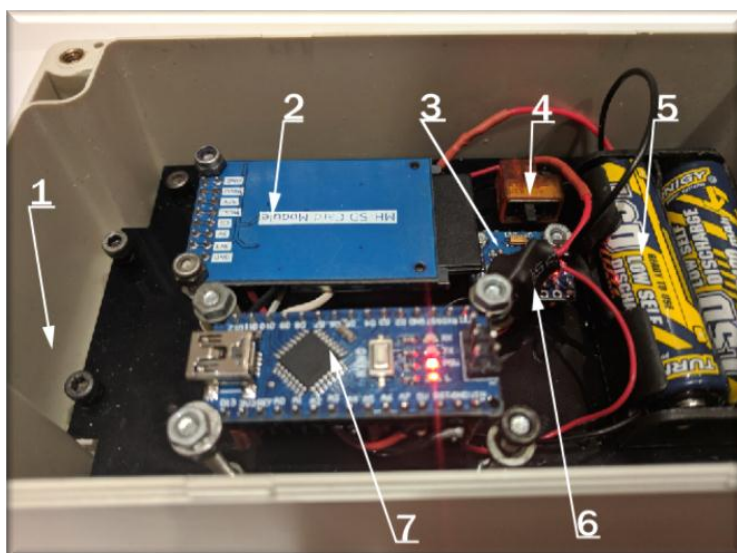


Рис. 1. Общий вид экспериментального прибора для пространственного позиционирования трубопровода. 1- влагозащищенный корпус; 2- кардридер; 3- сенсор(гироскоп+акселерометр); 4- выключатель; 5- источник питания; 6- преобразователь напряжения; 7- микроконтроллер

В качестве сенсоров, фиксирующих пространственное положение трубопровода, были выбраны акселерометр и гироскоп. На рынке существует огромное количество продуктов, имеющих в одном конструктивном элементе гироскоп и акселерометр. В качестве микроконтроллера использовали Arduino Nano из-за малых размеров и рабочего напряжения 5 Вольт.

Общая схема работы прибора приведена на рис.2. По мере перемещения устройства в полости трубы происходит изменение пространственных координат. Данные изменения фиксируются на сенсоре, затем происходит преобразование сигнала на микроконтроллере в двоичный код, который непосредственно обрабатывается и записывается на флэш-накопителе в кардридере в формате «txt».



Рис.2. Блок-схема прибора

В ходе реализации программного обеспечения для пространственного позиционирования был спроектирован и построен экспериментальный прибор геопозиционирования. Данный прибор имеет несколько конкурентных преимуществ: малый вес, габариты, возможность установки на любое устройство внутритрубной диагностики, запись результатов измерения на флэш-накопитель с дальнейшей обработкой на ПК, широкий рабочий диапазон температур. Дальнейшее развитие проекта состоит в создании алюминиевого корпуса цилиндрической формы, с целью установки в полость трубы диагностических устройств малого диаметра. Доработка непосредственно программного обеспечения является нецелесообразной, т.к. количество измерений в секунду составляет 1000, что даже при скорости течения нефти в 3 м/с составляет каждое измерение через 3мм. В масштабах магистральных трубопроводов это более чем достаточна цифра. Актуальной является доработка уже существующего решения с учетом калибровки и фильтрации помех, полученных вследствие магнитных свойств материала трубопровода.

Список литературы

1. Егорова, Е. В. Современные технологии диагностики трубопроводов / Е. В. Егорова, А. В. Кондратьев, О. Е. Губа // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа : материалы IX Международной научно-практической конференции. - Астрахань, 2018. - С. 44-46.
2. Мартюк, Д. Р. Недостатки ультразвуковых дефектоскопов с роликовым датчиком при диагностике трубопроводов / Д. Р. Мартюк, П. В. Чепур // Новые технологии - нефтегазовому региону : материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. - Тюмень, 2015. - С. 195-198.
3. Мишин, Н. В. Использование видео и робототехники при диагностике повреждений трубопроводов / Н. В. Мишин, В. М. Филенков // Города России: проблемы строительства, инженерного обеспечения, благоустройства и экологии : сборник статей XIX Международной научно-практической конференции. - Пенза, 2017. - С. 52-57.
4. Ярмухаметова, А. М. Комплексная оценка технического состояния магистрального газопровода для совершенствования планирования ремонта / А. М. Ярмухаметова, А. А. Разбойников // Проблемы функционирования систем транспорта : материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. В 2-х томах / отв. ред. А. В. Медведев. - Тюмень, 2018. - С. 89-92.

ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Ухтинский государственный технический университет,
г. Ухта, Республика Коми

Аннотация: в данной статье на основании анализа и накопленного опыта по сокращению потерь нефти, нефтепродуктов и существенное ухудшение экологической обстановки в районах аварии на объектах нефтяной промышленности рассматриваются пути предотвращения и дальнейшего снижения потерь при их транспорте, хранении и эксплуатации, позволяющие минимизировать потери от разливов нефти, их локализации, сбора, очистки от воды и механических загрязнений и последующей доставки на нефтеперерабатывающие заводы.

Abstract: in this article on the basis of the analysis and the accumulated experience on reduction of losses of oil, oil products and essential deterioration of an ecological situation in areas of accident on objects of the oil industry the ways of prevention and further reduction of losses at their transport, storage and operation allowing to minimize losses from oil spills, their localization, collecting, clearing of water and mechanical pollution and the subsequent delivery to oil-processing plants are considered/

Ключевые слова: скиммеры, боновые заграждения, микроорганизмы-олеофаги, диспергенты и сорбенты, нансорбенты, биосорбенты, диспергенты.

Keywords: skimmers, booms, micro-leafage, dispersants and sorbents, adsorbents, biosorbents, dispersants.

В связи с тенденцией переноса добычи трудноизвлекаемых углеводородов на Арктический шельф проблема ликвидации аварийных разливов нефти приобретает актуальность, а снижение негативных последствий в суровых условиях Арктики и Крайнего Севера, характеризующихся сложновосстанавливаемыми и ранимыми экосистемами, становится одной из первостепенных задач нефтяной индустрии.

К специфическим условиям арктических морей, которые оказывают негативное влияние на эффективность работ по ликвидации разливов нефти (ЛРН), следует отнести:

- сложные метеоусловия (туманы, низкая облачность, низкие температуры в зимнее время, частые штормы и др.);
- малые глубины в прибрежных зонах и другие навигационные опасности;
- сложные ледовые условия;
- слабо развитая транспортная инфраструктура;
- значительные расстояния между участками потенциального разлива нефти и концентрации сил и средств ЛРН;
- малое количество глубоководных, защищенных от волнения бухт, где было бы возможно размещение баз ресурсов ЛРН;

– отсутствие достаточного количества сил и средств для ликвидации крупного разлива нефти и сложность определения их количества.

Сочетание перечисленных факторов дает синергетический эффект снижения результативности работ.

Наличие тумана затрудняет использование летательных аппаратов для наблюдения за нефтяным пятном.

Лед также зачастую становится непреодолимым препятствием для проведения работ по ЛРН. Если в сплошном льду существуют и отработаны на учениях технологии по локализации нефти и извлечения ее из подо льда, то для проведения работ в битом и сплоченном льду таких технологий пока нет.

Обширность бассейна, малое количество защищенных гаваней и слабая транспортная инфраструктура Арктического региона затрудняют создание сети баз с оборудованием и группировку судов, которые смогут быстро сосредотачиваться в районе проведения работ.

Для оперативной локализации и ликвидации разлива необходимы данные о динамике распространения нефтяного пятна: как прогнозируемые, основанные на различных математических моделях, так и данные натуральных наблюдений. Данные, полученные в результате редких натуральных наблюдений, снимков со спутников и компьютерного моделирования с использованием геоинформационных систем, дополняют друг друга и с большой долей вероятности могут предсказать растекание и миграцию нефтяного пятна в течение времени.

Локализация разлива осуществляется установкой боновых заграждений. Однако их использование осложняется погодными условиями и ледовой обстановкой арктических широт. Волнение и дополнительные ледовые нагрузки на боны вызывают унос и подныривание нефти. Основными методами ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН) в морских акваториях на сегодняшний день являются термический, механический и химический.

В последнее время особую популярность приобретает метод бактериологического разрушения за счет использования различных микроорганизмов-олеофагов. В условиях низких температур арктического шельфа, когда окислительные процессы значительно заторможены, психрофильные микроорганизмы вносят существенный вклад в разложение нефти. Данный способ ликвидации аварийных разливов нефти в арктических акваториях используется, но требует значительного объема исследований, подтверждающих его эффективность. Поэтому остановимся на традиционно применяемых на акваториях северных широт методах ЛАРН.

Сжигание нефти является одним из самых распространенных методов ЛАРН, применяемым с 1960-х годов. Для сжигания на месте требуется две составляющие: огнеупорные боны и воспламенители. Основной характеристикой правильного горения является толщина пятна. Если слой нефти достаточно большой, то верхний слой беспрепятственно горит, а нижний является изолятором передачи тепла. Этим достигается сохранение низкой температуры воды. Но если слой утончается, и теплообмен с окружающей средой более активный, это может послужить причиной прекращения горения.

Мировые исследования полагают, что этот способ достаточно эффективен, особенно в паковых льдах различной плотности, но его эффективность зависит от условий: времени реагирования на разлив, толщины пятна и скорости ветра. К недостаткам можно отнести его пожароопасность, токсичность, малое «временное окно» на открытой воде, особые требования, предъявляемые к конструкции бон и низкую эффективность. Образование канцерогенного нагара после сжигания составляет до 25% от объема слика, а остаток после сжигания по разным оценкам может достигать до 50% от объема.

При механическом удалении нефти с водной поверхности проводят локализацию нефти боновыми заграждениями и сбор нефтеуловителями (скиммерами). Сначала боновыми заграждениями уменьшают площадь нефтяного пятна, вследствие чего утолщается его слой, что облегчает работу скиммеров. Далее скиммеры собирают нефть, которая по трубе поступает в контейнер, расположенный на судне.

В зависимости от свойств и количества разлившейся нефти, ледовой обстановки и погодных условий, применяются различные типы скиммеров как по конструктивному исполнению, так и по принципу действия, их применение максимально эффективно в случае быстрого реагирования судна с полным комплектом оборудования и в свободной ото льда воде. Однако испытания скиммеров различных конструкций в ледовой обстановке не дали значимого положительного результата. К недостаткам можно отнести малые объемы сбора, наличие остаточной пленки, трудоемкость и низкую эффективность в ледовых условиях, на которую оказывает значительное влияние волнение, температура окружающей среды, вязкость собираемого продукта и наличие снежного и ледового покрова различной сплошности, при определенных значениях которой и вовсе исключено применение скиммеров.

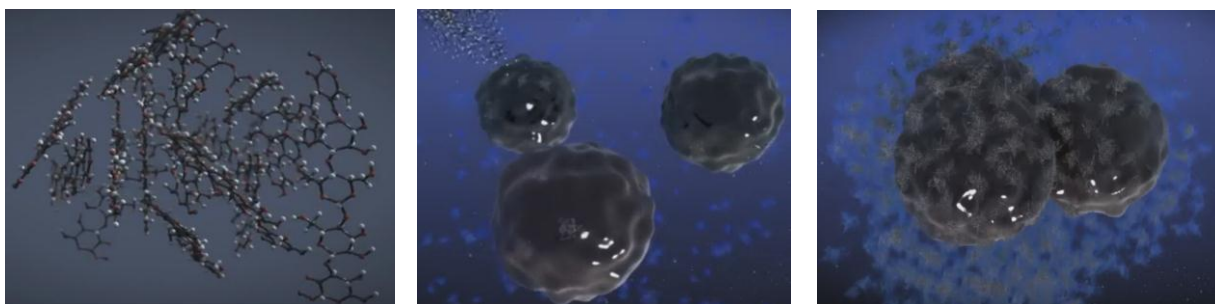
В рамках химического метода можно выделить применение сорбентов и диспергентов. Однако сорбционные свойства известных сорбентов серьезно зависят от вязкости собираемой нефти, что в условиях пониженных температур имеет ключевое значение. Кроме того, пропитанный нефтью сорбент подлежит сбору с водной поверхности механическим способом со всеми присущими ему недостатками.

Диспергенты – средства, активизирующие естественное рассеивание глобул нефти в толще воды. Применение данных средств признано в мировой практике экологически приемлемым и при определенных условиях весьма эффективным способом ликвидации аварийных разливов нефти. Диспергенты незаменимы, когда в результате сильного ветра и неблагоприятных морских условий механический сбор нефти и выжигание на месте становятся небезопасными или неэффективными. Они способствуют разделению нефти на мельчайшие капли, которые быстро разбиваются в воде до безопасной концентрации, что значительно ускоряет естественную биodeградацию нефти, протекающую даже при низких температурах в условиях Арктики.

На сегодняшний день в рамках химического метода можно говорить о развитии традиционно применяемых диспергентов и сорбентов, а

также об инновационных разработках по использованию биомикрогелей и препаратов биоразложения.

Так, НПО «Биомикрогели» (г. Екатеринбург) занимается разработками органических коагулянтов для очистки воды от масел, нефтепродуктов и ионов металлов без использования флокулянтов с образованием перерабатываемого осадка. Способны переводить нефтепродукты, находящиеся в воде, из стандартного состояния в желеобразное, предотвращая их растекание и воспламенение и позволяя извлекать их из воды (рис. 1).



а – «сетка» коагулянта; б – контакт коагулянта с глобулой нефти; в – связывание глобул нефти «сеткой» коагулянта

Рис. 1. Воздействию биомикрогеля на нефть

Несмотря на разработки и ее инновационность, применение данного препарата для ЛАРН в условиях Арктического шельфа на данном этапе развития выглядит затруднительным, поскольку его применение подразумевает удаление с поверхности воды огнестойкого желеобразного продукта химической реакции «нефть-биомикрогель», сводит принцип его действия, как средства ЛАРН, до механизма, аналогичного традиционному сорбционному, подразумевающего удаление с поверхности воды и дальнейшую утилизацию. Кроме того, в открытом доступе отсутствуют данные по исследованиям НПО эффективности биомикрогеля при пониженных температурах [2].

Основными свойствами, характеризующими эффективность применения сорбентов для ликвидации разливов на шельфе являются их нефтеемкость, степень гидрофобности, показатель плавучести после впитывания нефти и утилизируемость, в.т.ч. возможность удаления нефти из сорбента и возможность регенерации самого сорбента [5].

Существующие виды сорбентов условно можно разделить на:

- органические сорбенты, производимые на основе органического сырья;
- синтетические сорбенты, производимые на основе неорганического сырья (полипропилен, полиуретан, поропласт и т. д.);
- наносорбенты, производимые на основе графита;
- биосорбенты, содержащие ассоциации микроорганизмов.

Сорбенты двух первых видов выпускается массово, при этом синтетические сорбенты обладают повышенной нефтеемкостью и гидрофобностью, по сравнению с органическими. Однако, синтетические сорбенты

либо биологически не разлагаются, либо сами являются источником опасности поскольку дают токсичные компоненты при разложении. Кроме того, сорбционные свойства известных сорбентов зависят от вязкости собираемой нефти, что в условиях пониженных температур имеет ключевое значение. Пропитанный нефтью сорбент подлежит сбору с водной поверхности механическим способом со всеми присущими ему недостатками.

Нансорбенты на основе графита в настоящее время не получили широкого применения ввиду сложности их производства в требуемом для ЛАРН объеме и значительными трудностями при реализации технологии их нанесения на нефтяное пятно в полевых условиях.

Значительный интерес представляет развитие разработок биосорбентов на основе олеофильных бактерий. Микробиологи МГУ в 2017 г. приступили к разработке гидрофобной оболочки, внутри которой будет помещен препарат на основе микроорганизмов. Гидрофобная оболочка будет растворяться при взаимодействии с углеводородной фракцией, что позволит обеспечить точечную доставку препарата на нефтяное пятно и повысит эффективность препарата. Психрофильные микроорганизмы, находящиеся в составе биопрепарата, способны поглощать нефть, разлагая ее на углекислый газ, воду и биомассу самих бактерий [4].

На сегодняшний день наиболее эффективными представителями нефтеструктуров химического метода являются диспергенты. Диспергенты – это смесь поверхностно-активных веществ (ПАВ), активизирующих естественное рассеивание глобул нефти и нефтепродуктов в толще воды. Диспергенты превращают пленку на поверхности в крошечные капли (диаметром менее 100 мкм), которые смешиваются в водной толще и быстро рассеиваются. Волны и течения распространяют капли нефти в дисперсном состоянии в водной толще, где нефть претерпевает естественное биоразложение. Разбиение нефтяных пленок диспергентами до микронных глобул с одной стороны не позволяет им всплыть на поверхность, оставаясь взвешенными в водной толще частицами, с другой стороны – глобулы имеют форму, наиболее пригодную к микробиологическому разложению.

Применение данных средств признано в мировой практике экологически приемлемым и эффективным способом ликвидации аварийных разливов нефти. Использование диспергентов дает важнейшее при локализации разливов преимущество по времени, позволяя устранить нефтяное пятно в кратчайшие сроки. Применяя диспергенты, можно обработать более обширные зоны нефтяной пленки, чем при использовании обычных систем локализации и восстановления. Более того, диспергенты особенно эффективны при сильном волнении, когда иные технологии реагирования имеют пониженную эффективность или становятся небезопасными для выполнения.

Выпускаются диспергенты различного химического состава с 1960-х гг. Продукты первого поколения имели сходство с промышленными средствами очистки и обезжиривания. Они являются самыми высокотоксич-

ными и больше не используются при ликвидации разливов. Диспергенты второго поколения были разработаны специально для ЛАРН на воде. Они наносились на нефтяное пятно в неразбавленном виде распылением только с судов для тщательного контроля за процессом распыления, поскольку обладали высокой токсичностью. Данное требование было введено после случая отравления людей, проводящих работы по ЛАРН, при распылении таких диспергентов с воздуха. Диспергенты третьего поколения, применяемые на сегодня, менее токсичны по сравнению с предыдущими, могут как разбавляться растворителями, так и использоваться в чистом виде. Процесс распыления может проводиться как с судов, так и с авиатранспорта.

Исследовательские программы последних 25 лет были посвящены вопросам потенциального использования диспергентов в арктических условиях, в т.ч. оценке возможной эффективности их использования при низких температурах воздуха и воды. Эти исследования показали, что критические параметры для эффективного использования диспергентов как средства ЛАРН включают в себя характеристики диспергента, свойства нефти, способ применения диспергента, доступность достаточной энергии смешения для процесса рассеивания [6].

Широкое применение диспергентов сдерживается рядом факторов – это недостаточная изученность их поведения в ледовых условиях. Рецепт диспергентов, как правило, не является универсальной. Значительное влияние на их эффективность оказывают условия окружающей среды и физико-химические свойства диспергируемых нефтей и нефтепродуктов. Кроме того, ряд исследователей полагает, что использование диспергентов в Арктике с применением существующих технологий распыления затруднительно.

Нефть на поверхности воды со временем меняет свои свойства вследствие атмосферного воздействия, использование диспергентов имеет определенное «окно возможностей» – время, в течение которого их использование наиболее эффективно. Если нефть становится слишком вязкой или слишком эмульгированной, эффективность диспергентов снижается. «Окно возможностей» может значительно изменяться в зависимости от свойств нефти и условий разлива.

Можно предположить, что исключением компонентов, содержащих хлорированные углеводороды, бензолы и фенолы, можно в перспективе получить диспергент, близкий по характеристикам к диспергентам второго поколения и способный эффективно бороться с нефтяными сликами в условиях ледовой обстановки, а разработка новых рецептов позволит эффективно применять диспергенты в условиях пониженных температур и малой солености.

При прочих равных параметрах интенсивности освоения шельфовых месторождений нефти риски, связанные с крупными разливами нефти в Арктике, значительно превышают аналогичные показатели для более умеренных климатических зон. Пока интегральные показатели вероятности крупного разлива нефти лежат в достаточно «спокойном» диапазоне «возможных событий»

(одно событие в интервале от 100 до 10000 лет), но последствия от таких инцидентов трудно поддаются оценке из-за их масштабности. Поэтому признать существующие риски «приемлемыми» затруднительно.

Все мероприятия по обеспечению экологической безопасности при реализации нефтяных проектов на шельфе Арктики можно разделить на организационные мероприятия и научно-технические исследования.

К основным организационным мероприятиям следует отнести:

– формирование нормативного поля в области ЛРН и обеспечения готовности к таким инцидентам;

– разработка под эгидой Морспасслужбы России и при финансовой поддержке нефтяных компаний Системы управления операциями по ликвидации масштабных разливов нефти на море, подразумевающей привлечение организаций и ресурсов из районов с высокой концентрацией потенциально опасных объектов добычи и транспорта нефти;

– создание под эгидой Морспасслужбы России и при финансовой поддержке нефтяных компаний сети складов (в т.ч. плавучих) с оборудованием ЛРН, создание «групп реагирования», привлекаемых к работам по ЛРН, организация их обучения и тренировок.

Научно-технические исследования следует сконцентрировать на следующих направлениях:

– разработка методик прогнозирования распространения нефтяного пятна в условиях ледовых морей и дистанционных методов слежения за нефтяным пятном в условиях ограниченной видимости;

– разработка и производство принципиально новых средств большой (до 5 тонн) грузоподъемности для доставки ресурсов к местам проведения работ, обеспечивающих безопасное движение по воде, болотам, битому и сплошному льду;

– разработка новых методов и средств локализации и ликвидации нефтяных разливов на море в условиях битого сплоченного льда и низких температур окружающей среды.

Список литературы

1. Вишневская, Н. С. Энергосберегающие технологии транспорта и хранения нефти и газа : учеб. пособие для вузов / Н. С. Вишневская, Е. Е. Яворская, А. В. Сальников. – Ухта : УГТУ, 2016. – 169 с.

2. Книжников, А. Разливы нефти: проблемы, связанные с ликвидацией последствий разливов нефти в Арктических морях : отчет / А. Книжков. - 2-е изд., доп. - Норвегия, Осло : Всемирный фонд дикой природы (WWF). Nuka Research and Planning Group, LLC, 2011. - 33 с.

3. Ликвидация аварийных разливов нефти в ледовых морях / М. Н. Мансуров [и др.] ; под общ. ред. М. Н. Мансурова. – Москва : ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 423 с.

4. Сальников, А. В. Особенности распространения нефтяного разлива в ледовой обстановке арктических акваторий / А. В. Сальников, Г. Г. Грибов // Известия Коми научного центра УрО РАН. – 2015. - № 3 (23). – С. 11-15.

5. Oil spill prevention and response in the U. S. Arctic Ocean: Unexamined Risks, Unacceptable Consequences // Nuka Research and Planning Group, LLC & Pearson Consulting, LLC. - November, 2010. - P. 33.

6. Поттер, С. Ликвидация разливов нефти на арктическом шельфе / С. Поттер. – Москва : Shell Exploration & Production Services, 2013. – 140 с.

7. Проблемы совершенствования системы борьбы с разливами нефти на Дальнем Востоке : материалы регионального научно-практического семинара. – Владивосток : ДВГМА, 1999. – 368 с.

8. Сальников, А. В. Проблемы локализации и ликвидации нефтяных разливов в арктических морях / А. В. Сальников, Г. Г. Грибов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 5 – С. 30-34.

УДК 53.08

Сарсенбаев А.С., Солдатов А.А.

РАЗРАБОТКА РОБОТОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ ШВОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ТРУБОПРОВОДА

Томский государственный университет систем управления
и радиоэлектроники, г. Томск, Россия

Аннотация: в настоящей статье описываются робототехнические комплексы контроля качества сварных швов нефтегазового трубопровода. Преимущества и недостатки методов контроля качества сварных соединений. Предоставлен результат проведенного патентного поиска по автоматизированным и роботизированным комплексам в виде графика.

Abstract: this article describes the robotic systems of quality control of welded seams of oil and gas pipeline. Advantages and disadvantages of quality control methods of welded joints. The result of patent search on automated and robotic systems in the form of a graph is presented.

Ключевые слова: Трубопровод, контроль, ультразвук, комплекс.

Keywords: Pipeline, control, ultrasound, complex.

Трубопровод предназначен для транспортировки газообразных и жидких веществ, пылевидных и сжиженных масс. Постройка трубопровода очень ответственное дело. Основными компонентами являются соединение труб между собой, для этого используется различные методы сварки. Трубопровод может прокладываться на очень длинные расстояния, соединять города и страны. При постройке трубопроводной магистрали сварочные работы ведутся в полевых условиях что не исключает попадания пыли и прочих негативных

факторов, влияющих на качество сварного шва. Также не стоит упускать что существует человеческий фактор, такой как неосторожность или невнимательность, что приводит к появлению дефекта в сварочном шве. Вследствие появления дефекта — это как правило приводит к разрушению конструкции. Во избежание этого необходимо проводить контроль качества сварочного шва. На данный момент имеются различные методы контроля сварных швов. Такие как магнитный, капельный, радиационный, проверка высоким давлением, проверка аммиаком, и ультразвуковой. На сегодняшний день самые достоверные результаты получают из радиационного метода. Но нужно учитывать недостатки данного метода такие как радиация, которая наносит вред человеческому организму, так же высокое потребление энергии, большие габариты комплекса и необходимость в высокой квалификации специалиста. Тем самым для решения этих недостатков можно заменить радиационный метод на ультразвуковой, который не является вредным для человека, компактность ультразвукового датчика, сам датчик не требует высокого напряжения для работы, что способствует внедрению в комплекс для дальнейшего робототехнического комплекса автоматического контроля качества сварного шва [2].

Автоматический робототехнический комплекс должен включать в себя три основные части. Первое это перемещение по трубе, которое должно быть равномерным и плавным. Второе это само сканирование сварного шва при помощи ультразвукового датчика. Третье это обработка и передача данных, обработка осуществляется на встроенном микроконтроллере, а передача реализуется по беспроводному каналу связи Wi-Fi. Перемещение комплекса можно реализовать несколькими способами опираясь на базы перемещения роботов такие как: шагающие роботы, гусеничные и колёсные. Шагающие роботы делятся на количество конечностей необходимых для движения, но для плавности хода потребуется большое количество ног. И тем не менее плавность хода у этого способа самая худшая. Гусеничный метод основан на колёсной базе различие этих методов заключается в том, что для гусеничного метода требуется минимум 4 колеса. Переднее и заднее колесо связываются гусеницей. Необходимо учитывать тот факт, что для робототехнического комплекса играет не последнюю роль вес всего комплекса тем самым гусеница будет являться лишним грузом тем самым более оптимальным способом для перемещения является колёсный. Для передвижения по трубе колёсным способом требуются установка магнитных колёс для того что бы робот мог полностью огибать сварной шов [3].

Для сканирования ультразвуковым датчиком требуется контроллер, на котором будут обрабатываться данные. Так же для сканирования ультразвуковым датчиком необходима жидкость или гель так как сигнал будет рассеиваться при попадании на металл. Так что необходимо перед сканированием нанести какую-либо жидкость либо гель для получения достоверного результата [4].

Установленный контроллер обрабатывает данные с датчика и так же осуществляет движение и координацию робототехнического комплекса. Передача данных с контроллера реализуется при помощи беспроводной свя-

зи Wi-Fi. Так как скорость данного соединения высокая, так же по данному каналу можно передавать большие объёмы данных.

Перед тем как приступить к разработке был проведён патентный обзор по существующим видам и роботам контроля качества сварных швов по результатам аналитического исследования были найдены как робототехнические комплексы, установки так и полуавтоматические средства для контроля качества сварных швов. Был составлен график, на котором отображена тенденция патентов, создаваемых за последние 19 лет где видно возрастающий интерес к данным устройствам. На рис. 1 отображён данный график. Из чего можно сделать вывод в их потребности.



Рис. 1. График публикации патентов за последние 18 лет

Среди найденных патентов можно выделить один, который осуществляет контроль при помощи ультразвукового датчика имеет колёсную магнитную базу для передвижения по трубе, изъян данного устройства работа при плюсовых температурах, связано это с тем что подаётся жидкость, для ультразвукового датчика которая при отрицательной температуре переходит в твёрдое состояние. Учитывая, что в основном нефтегазовые трубопроводы прокладывают из северных регионов можно сказать что данный комплекс в зимние периоды будет простаивать [1].

Заключение

Готовый комплекс сможет осуществлять контроль качества сварных соединений как при высоких температурах окружающего воздуха +40 градусов по Цельсию, так и при низких -30 градусах по Цельсию, так как для работы ультразвукового датчика подаётся гель прямо на сварной шов, который выдерживает температуру до -30 градусов по Цельсию. Данное устройство позволит компаниям, прокладывающим трубопровод, незамедлительно осуществлять контроль качества. Акустический контроль не тре-

бует подведения высокого напряжения, так же устройство не несёт вреда здоровью человека и для проведения контроля качества не требует наличия высококвалифицированного специалиста.

Список литературы

1. Акустический контроль : учебное пособие / УрФУ ; ред. А. Ф. Зацепин. – Екатеринбург : Уральский университет, 2016. – 216 с.
2. Овчинников, В. В. Дефектация сварных швов и контроль качества сварных соединений / В. В. Овчинников. – Москва : Академия, 2014. - 112 с.
3. Юревич, Е. И. Основы робототехники / Е. И. Юревич. – Санкт-Петербург : БХВ-Петербург, 2017. - 248 с.
4. Пат. 164509 Российская Федерация, МПК G01N 29/00. Устройство для автоматизированного ультразвукового контроля кольцевых сварных соединений труб / Ревель-Муроз П. А., Братусь А. А., Лисин Ю. В., Неганов Д. А., Колесников О. И., Михайлов И. И., Гейт А. В., Алешин Н. П., Григорьев М. В.; патентообладатели Открытое акционерное общество "Акционерная компания по транспорту нефти "Транснефть" (ОАО "АК "Транснефть"), Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов транснефть" (ООО "НИИ - Транснефть"), Акционерное общество "Транснефть - Диаскан" (АО "Транснефть - Диаскан"), Акционерное общество "Транснефть - Приволга" (АО "Транснефть - Приволга"). - № 2015155953/28; заявл. 25.12.2015; опубл. 10.09.2016, Бюл. № 25.

УДК № 656.56

Сбродова М.О.

ОЦЕНКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕПРОВОДА

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В данной статье произведена оценка энергоэффективности нефтепровода. Рассмотрены несколько вариантов работы насосных агрегатов. Выполнен расчет энергозатрат на перекачку планового объема нефти по технологическому участку нефтепровода.

Abstract: This article assessed the energy efficiency of the pipeline. Considered several options for pumping units. The calculation of energy consumption for pumping the planned volume of oil through the technological section of the pipeline.

Ключевые слова: Энергоэффективность, нефтепровод, энергозатраты, насос, рабочий интервал.

Keywords: Energy efficiency, oil pipeline, energy consumption, pump, working interval.

Основные затраты при перекачке нефти по трубопроводам приходятся на электроэнергию. Таким образом, основным критерием эффективности работы магистрального нефтепровода и магистральных насосных агрегатов являются затраты электроэнергии. Принцип минимизации затрат электроэнергии на перекачку нефти должен соблюдаться на всем протяжении технологического цикла перекачки нефти, начиная с планирования режимов работы магистрального нефтепровода и заканчивая контролем фактических показателей перекачки нефти.

Несмотря на существование множества возможных режимов эксплуатации нефтепроводов, использовать необходимо те, при которых удельные затраты электроэнергии на перекачку 1 т нефти будут наименьшими.

Анализ объекта исследования показал, что существуют различные виды целевых функций для оптимизации режимов работы МН: различные энергетические критерии, объем электроэнергии, мощность электрической энергии, удельное энергопотребление, затраты на энергопотребление, общие затраты на перекачку, КПД насосных агрегатов, КПД НПС, минимальное количество переключений с режима на режим (ед.), минимальное отклонение от месячного плана потребления электроэнергии по энергосистемам, рассчитанного на текущий год (бюджетного плана) и т.д.

В связи с этим выполнена оценка энергоэффективности нефтепровода.

Энергозатраты на перекачку планового объема нефти по технологическому участку нефтепровода можно оценить через энергопотребление подключенных насосных агрегатов, работающих по схеме «из насоса – в насос»:

$$W = \sum_i^k N_i \cdot G = g \sum_i^k \frac{H_i}{\eta_i} \cdot G, \quad (1)$$

где W – потребление энергии на перекачку планового объёма нефти, Дж;

G – плановый объём нефти, кг;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

H_i – напор насосного агрегата, м;

η – КПД насосного агрегата;

N_i – потребляемая мощность насосного агрегата, Вт;

k – количество насосных агрегатов.

Если брать во внимание первую часть формулы (1), то необходимо найти потребляемую мощность насосного агрегата:

$$N_{\text{потр}} = \frac{N_{\text{пол}}}{\eta}, \quad (2)$$

где $N_{\text{пол}}$ – полезная мощность, Вт;

η - КПД насосного агрегата.

Полезная мощность находится по формуле:

$$N_{\text{потр}} = Q \times \rho \times g \times H, \quad (3)$$

где Q – производительность насоса, м³/с.

Зависимость общего КПД от подачи принято изображать в виде графика (рис.3)

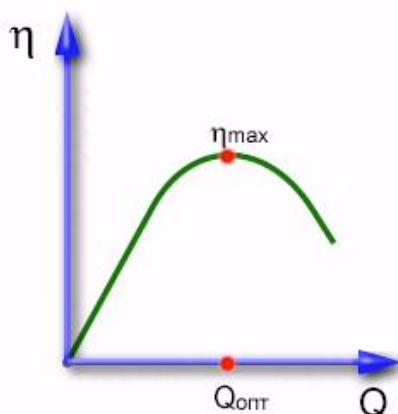


Рис. 3. Зависимость общего КПД от подачи

При максимальном КПД насос имеет оптимальную подачу и наиболее эффективно использует потребляемую энергию.

На практике сложно эксплуатировать насос при оптимальной подаче, поэтому выделяют рабочий интервал. Режим работы насоса считается рациональным, если его подача попадает в этот интервал.

Рабочий интервал выбирается таким образом, чтобы минимальный КПД этого интервала был на 7% меньше, чем максимальный (рис. 4).

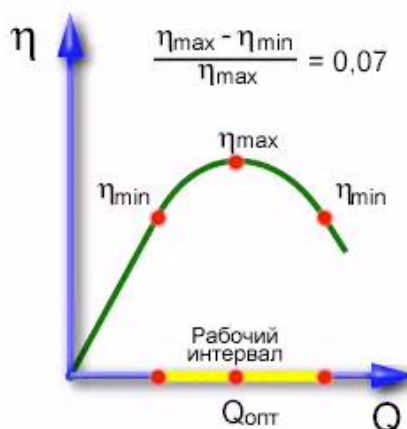


Рис. 4. Условное изображение «Рабочего интервала»

Изображая напорную характеристику насоса, можно выделить участок, соответствующий наиболее подходящим для данного насоса значениям напора (рис.5).

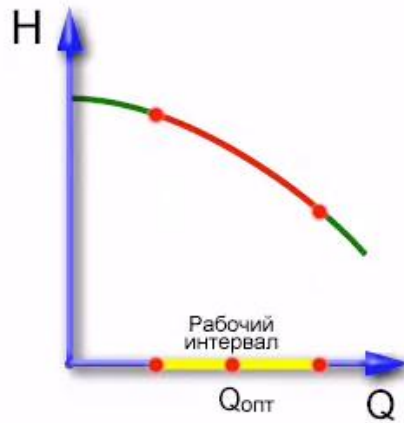


Рис. 5. «Рабочий интервал» на напорной характеристике насоса

Подставив оптимальные значения для МН 10000-210 в формулы 2 и 3 получаем следующее:

$$N_{\text{опт}} = \frac{Q_{\text{опт}} \times \rho \times g \times H_{\text{опт}}}{\eta} = \frac{2,67 \times 851,6 \times 9,8 \times 220}{0,9} = 5446947 \text{ Вт}$$

$$= 5,45 \text{ МВт};$$

Так же подставляем значения переменных, находящиеся на границах «рабочего интервала»:

$$N_{\text{мин}} = \frac{Q_{\text{мин}} \times \rho \times g \times H_{\text{мин}}}{\eta} = \frac{1,94 \times 851,6 \times 9,8 \times 250}{0,83} = 4876693 \text{ Вт}$$

$$= 4,88 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{макс}} \times \rho \times g \times H_{\text{макс}}}{\eta} = \frac{3,56 \times 851,6 \times 9,8 \times 170}{0,9} = 6085308 \text{ Вт}$$

$$= 6,09 \text{ МВт};$$

Для НПВ 3600-90:

$$N_{\text{опт}} = \frac{Q_{\text{опт}} \times \rho \times g \times H_{\text{опт}}}{\eta} = \frac{0,9 \times 851,6 \times 9,8 \times 100}{0,85} = 886388 \text{ Вт}$$

$$= 886,39 \text{ кВт};$$

$$N_{\text{мин}} = \frac{Q_{\text{мин}} \times \rho \times g \times H_{\text{мин}}}{\eta} = \frac{0,64 \times 851,6 \times 9,8 \times 110}{0,78} = 754019 \text{ Вт}$$

$$= 754,02 \text{ кВт};$$

$$N_{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{макс}} \times \rho \times g \times H_{\text{макс}}}{\eta} = \frac{1,19 \times 851,6 \times 9,8 \times 68}{0,78} = 866694 \text{ Вт}$$

$$= 866,7 \text{ кВт};$$

Для оценки энергоэффективности рассмотрим три варианта работы насосных агрегатов.

1. В первом случае магистральный и подпорный насос работают при оптимальных значениях, тогда, подставив значения в формулу (1), получим:

$$W_1 = (5446947 + 886388) \times 100000 = 633333500000 \text{ Дж}$$

$$= 633333,5 \text{ МДж};$$

2. Во втором случае магистральный насос работает при минимальных значениях рабочего интервала, а подпорный при максимальных значениях рабочего интервала:

$$W_2 = (4876693 + 866694) \times 100000 = 574338700000 \text{ Дж}$$

$$= 574338,7 \text{ МДж};$$

3. В третьем случае магистральный насос работает при максимальных значениях рабочего интервала, а подпорный – при минимальных значениях рабочего интервала:

$$W_3 = (6085308 + 754019) \times 100000 = 683932700000 \text{ Дж}$$

$$= 683932,7 \text{ МДж};$$

Благодаря выше изложенным расчетам можно сделать вывод, что работа магистрального насоса при минимальных значениях, а подпорного насоса при максимальных значениях рабочего интервала является наиболее энергоэффективной схемой работы.

Список литературы

1. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учеб. для вузов / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров. – Москва : Недра, 1988. – 368 с.
2. Ахмадуллин, К. Р. Методы расчета и регулирования режимов работы насосных станций магистральных нефтепродуктопроводов. Нефтяное хозяйство / К. Р. Ахмадуллин. – Москва : Недра, 2005. – 103 с.
3. Бобровский, С. А. Оценка эффективности регулирования работы насосных станций трубопроводов. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов / С. А. Бобровский. – Москва : Недра, 1965. – 22 с.
4. Вязунов, Е. В. Расчет режимов перекачки. Нефтяная промышленность / Е. В. Вязунов, Г. В. Фридман, Л. Г. Щепетков. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1976. – 25 с.

5. Гольянов, А. И. Выбор рационального режима работы магистрального нефтепровода: НИС Транспорт и хранение нефтепродуктов / А. И. Гольянов, А. В. Михайлов, А. М. Нечваль. – Москва : ЦНИИТЭнефтемаш, 1998. - 18 с.

6. Земенкова, М. Ю. Системный анализ и технологический мониторинг надежности и безопасности при транспорте и хранении углеводородов / М. Ю. Земенкова. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 270 с.

7. Земенков, Ю. Д. Эксплуатация объектов хранения и распределения жидких углеводородов : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля ТюмГНГУ / Ю. Д. Земенков. – Санкт-Петербург : Недра, 2007. - 535 с.

8. Лурье, М. В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие / М. В. Лурье. – Москва : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. - 336 с.

9. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения. ГОСТ Р 51541-99. – Введ. 01.07.00. – Москва : Изд-во стандартов, 2000. – 8 с.

10. Энергосбережение при эксплуатации насосных установок (регулируемый привод и гидромурфта) / А. А. Кисляков [и др.] // Нефтегазовый терминал : сборник научных статей Международной научно-технической конференции / под общ. ред. С. Ю. Подорожникова. – Тюмень, 2015. - С. 102-108.

УДК 532.546

Семянова Д.Д., Фань Шаньшань

СТАТИСТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ПРОЦЕССА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ОТ СОСТАВА ПРИРОДНОГО ГАЗА

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия/ Китай

Аннотация: В настоящее время наиболее актуальным является обеспечение безопасности поставок природного газа потребителям, в связи с этим актуальной становится задача изучения условий образования гидратов.

Abstract: Currently, the most important is to ensure the safety of natural gas supplies to consumers, in this regard, the urgent task is to study the conditions of hydrate formation under different conditions.

Ключевые слова: гидратообразование, статистическое исследование.

Key words: hydrate formation, statistical research.

Приоритетной целью «Энергетической стратегии Республики Саха (Якутия) на период до 2030 года», утвержденной Постановлением Правительства Республики Саха (Якутия) от 29 октября 2009г. №441, является

обеспечение надежности и безопасности поставок природного газа на территории РС(Я). В рамках достижения поставленной цели одним из основных задач является решение проблемы гидратообразования.

На процесс образования гидратов влияет состав транспортируемого газа, содержание воды, давление и температура. Обязательными условиями существования гидратов является снижение температуры газа ниже точки росы, при которой происходит конденсация паров воды (наличии капельной влаги в газе), а также ниже температуры равновесного состояния гидратов.

В процессе работы проанализированы следующие данные предприятия:

1. Анализы природного газа за период с 2015-2018 г.г.;
2. Оперативные данные по обнаружению фактов гидратообразования;

По указанным данным, проведен статистический анализ зависимости частоты и интенсивности процесса гидратообразования от состава природного газа на примере Якутского газоперерабатывающего завода.

Одним из самых распространенных видов анализа информации является – корреляционный анализ (от лат. *correlatio* «соотношение или взаимосвязь»). Корреляция или корреляционная зависимость – это некая зависимость двух или более случайных величин.

Суть корреляционного анализа сводится к поиску связи между этими величинами. Особенность анализа заключается в том, что наличие связи характеризуется тем, насколько ярко она выражена.

Показателем, отражающим тесноту двух коррелирующих величин, является определенный критерий, получивший название – коэффициент корреляции. Коэффициент корреляции может принимать значения от плюс 1 до минус 1, чем ближе значение к единице, тем более сильной считается связь между величинами.

В данной работе с помощью корреляционного анализа и коэффициента корреляции Пирсона исследуем зависимость суммарного содержания C_3 - C_4 на частоту проявлений гидратообразования на участке входа в Якутский ГПЗ.

Коэффициент линейной корреляции Пирсона r равен отношению ковариации двух переменных к произведению их стандартных отклонений:

$$\begin{aligned} \text{corr}(X, Y) = \rho_{x,y} &= \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{M[XY] - M[X] \cdot M[Y]}{\sigma_x \sigma_y} \\ r_{x, y} &= \frac{\overline{xy} - \bar{x} \cdot \bar{y}}{s_x s_y} \end{aligned} \quad (1)$$

где $\text{corr}(X, Y)$ — альтернативное обозначения коэффициента корреляции,

$\text{cov}(X, Y)$ — ковариация между X и Y ,

$\rho_{x,y}$ — коэффициент корреляции между X и Y ,

$r_{x,y}$ — выборочный коэффициент корреляции между X и Y , является оценкой параметра $\rho_{x,y}$.

σ_x, σ_y — стандартные отклонения x и y ,

S_x, S_y — выборочные стандартные отклонения x и y ,
 $M[X], M[Y], M[XY]$ — математические ожидания X, Y , произведения X и Y ,

$\bar{x}, \bar{y}, \overline{xy}$ — средние арифметические x, y , произведения x и y .

Коэффициент определен только в случае, если стандартные отклонения обеих переменных конечны и отличны от нуля $\sigma_x, \sigma_y \neq 0$.

Согласно неравенству Коши-Буняковского, коэффициент принимает значения от -1 до $+1$.

Коэффициент является симметричным:

$$\text{corr}(X, Y) = r_{x,y} = r_{y,x} = \text{corr}(Y, X) \quad (2)$$

В случае, если $r_{x,y} = 1$, имеется прямая линейная связь между переменными; если $r_{x,y} = -1$ — обратная линейная, а если $r_{x,y} = 0$ переменные являются независимыми (с оговоркой, что, если исследуется только наличие линейной связи).

С помощью программы Excel рассчитаем коэффициент Пирсона для определения взаимосвязи между содержанием C_3-C_4 во входящем природном газе и частотой процесса гидратообразования на входе в ГПЗ.

Данный расчет производится автоматически с помощью функционала программы Excel.

В данной работе, во избежание разглашения информации, составляющей коммерческую тайну предприятия приведены данные за 2015 г., в целом в работе проанализированы данные, содержащие 47 пар значений за период с января 2015г. по ноябрь 2018 г.

Таблица 1
 Данные по составу природного и частоте гидратообразования за 2015 г.

год	месяц	Сумм.содержание C_3-C_4 (X)	Частота гидратообразования (Y)
2015	январь	0,05237	0
	февраль	0,05260	0
	март	0,05170	0
	апрель	0,05065	0
	май	0,04961	0
	июнь	0,05169	0
	июль	0,0534	0
	август	0,05368	0
	сентябрь	0,0542	0
	октябрь	0,05433	3
	ноябрь	0,05097	0
	декабрь	0,04879	0

1. Рассчитаем в программе Excel критерий Пирсона по программе:

=PEARSON(массив1; массив2);

Получим значение $R_{x,y}=0,678$, что согласно:

- сильную, или тесную корреляционную связь- при $|R| \geq 0.7$,

- среднюю- при $0.5 \leq |R| < 0.7$,

- умеренную- при $0.3 \leq |R| < 0.5$,

- слабую- при $0.2 \leq |R| < 0.3$,

- очень слабую- при $|R| < 0.2$.

Соответствует средней корреляционной связи.

2. Если число наблюдений достаточно велико (обычно свыше 30), а значение коэффициента корреляции не превышает 0.9, распределение коэффициента корреляции r можно считать приближенно нормальным со средней квадратической ошибкой, которая вычисляется по формуле:

$$\sigma = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}}; \quad (3)$$

Согласно произведенных расчетов:

$$\sigma = 0,079; \quad (4)$$

что соответствует неравенству:

$$\frac{|r|}{\sigma} \geq 3; \quad (5)$$

Так как,

$$\frac{0,678}{0,079} = 85,936 \quad (6)$$

При достаточно большом числе наблюдений r должен превышать свою среднюю ошибку не менее, чем в три раза, если это неравенство не выполняется, то существование связи между признаками нельзя считать доказанным.

В данном случае неравенство выполняется, что доказывает существование связи между признаками.

В соответствии с проведенным выше исследованием можно сделать вывод, что при дальнейшем изучении процесса гидратообразования на данном объекте необходимо, в качестве одного из важнейших факторов, учитывать влияние компонентного состава природного газа.

Список литературы

1. Гржибовский, А. М. Корреляционный анализ данных с использованием программного обеспечения Statistica и SPSS / А. М. Гржибов-

ский, С. В Иванов, М. А Горбатова // Наука и здравоохранение. – 2017. - № 1. - С. 7-36.

2. Громовых, С. А. Гидратообразование при освоении нефтегазовых месторождений Восточной Сибири / С. А. Громовых, А. Е. Нечепуренко. – Тюмень : Вектор Бук, 2005. - 80 с.

3. Иванов, И. И. Изучение гидратообразования природного газа Средневилюйского месторождения методом ДСК / И. И. Иванов, М. Е. Семенов // Новые материалы в условиях Арктики : сб. тр. науч-практ. конф. - Якутск, 2014. - С. 66-72.

4. Иванова, И. К. Синтез и фазовые превращения гидратов природного газа Средневилюйского месторождения / И. К. Иванова, М. Е. Семенов, И. И. Рожин // Журнал прикладной химии. - 2014. - № 8. - С. 1111-1116.

5. Шиповалов, А. Н. Разработка энергоресурсосберегающих технологий при эксплуатации ПХГ газотранспортной системы [Электронный ресурс] / А. Н. Шиповалов, М. Ю. Земенкова, В. А. Шпилевой // Современные проблемы науки и образования. - 2015. - № 2. - Режим доступа : <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=21717>.

6. Земенкова, М. Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов : монография / М. Ю. Земенова. –Тюмень : ТИУ, 2018. – 397 с.

УДК 622.692.4

Силина И.Г., Гильмияров Е.А., Иванов В.А.

ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ЛЕДОВОЙ ЭКЗАРАЦИИ НА УСЛОВИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АРКТИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: в данной статье освещены основные проблемы, связанные с оценкой влияния ледовой экзарации на морские арктические трубопроводы. Рассмотрены преимущества и недостатки вероятностной и детерминированной моделей оценки ледовой экзарации. Приведены некоторые направления совершенствования данных способов оценки.

Abstract: the article describes key issues concerned the assessment of ice gouging impact on Arctic offshore pipelines operation. Advantages and disadvantages of probabilistic and deterministic assessment models are considered. Several ways of improvement the methods are given.

Ключевые слова: морские арктические трубопроводы, климатические условия, ледовая экзарация, ледовый киль, методы вероятностного анализа, условия нагружения.

Keywords: offshore Arctic pipelines, climate conditions, ice gouging, ice keel, probabilistic analysis methods, loading conditions.

Проектирование и сооружение морских арктических трубопроводов сопряжены с рядом трудностей, связанных с проведением инженерных изысканий, анализом особенностей окружающей среды и оценкой степени влияния различных факторов на прокладываемые конструкции, проведением строительно-монтажных работ в ограниченный по времени строительный сезон подчас в сложнейших инженерно-геологических условиях. Многие арктические регионы характеризуются высокой чувствительностью экосистем к внешним воздействиям и коротким периодом отсутствия ледового покрова, что требует особого подхода к планированию и реализации проектов строительства арктических подводных трубопроводов.

Уникальные природные явления и связанные с ними экстремальные условия нагружения могут обуславливать необходимость дополнительного заглубления трубопровода и применения специальных конструкций для увеличения жесткости системы.

Климатические условия арктических регионов в значительной степени определяют особенности сооружения и эксплуатации морских трубопроводов. Должное внимание следует уделить тому, насколько прогнозируемое воздействие факторов окружающей среды на протяжении всего срока службы трубопроводной системы может отличаться от данных, полученных на основании исторических сводок. Среди факторов, наиболее подверженных изменению во времени, можно выделить следующие:

- интенсивность береговой эрозии;
- течения, волны, волновой нагон (изменяемые в результате увеличения протяженности и продолжительности периода, когда водная поверхность свободна от ледового покрова) [1];
- длительность периода, пригодного для проведения строительно-монтажных работ;
- эрозия морского дна и темпы аккумуляции наносов;
- выпаживание дна стамухами, перемещаемыми течениями и возникающими волновыми нагрузками. Данное явление схоже с процессом ледовой экзарации, однако может характеризоваться большей величиной проникновения кия в грунт.

Поскольку каждый регион уникален, необходимо проводить исследования форм рельефа морского дна для того, чтобы получить представление о наиболее вероятных типах возникающих нагрузок. Однако для получения достоверных сведений необходимо проводить многолетние исследования, исключающие вероятность недооценки глубины экзарации по причине заполнения борозд выпаживания наносами [5]. Небольшая ретроспектива позволит получить выборку для вероятностной оценки частоты появления ледовых образований и возможных глубин выпаживания.

Ледовое выпаживание считается наименее предсказуемым явлением и наиболее значимым с точки зрения динамического нагружения трубо-

проводов. Ледовое выпахивание имеет место, когда киль ледового образования (тороса или стамухи) достигает морского дна и продолжает движения под действием внешних сил.

При движении ледового кия по морскому дну вертикальные и боковые напряжения, передаваемые от кия грунту, вызывают смещение грунта, в том числе, смещение нижележащих относительно дна борозды слоев. Такое смещение грунта может вызывать высокие изгибающие нагрузки и напряжения сдвига, приводящие к смещению трубопровода, уложенного в траншею. Положение участка трубопровода, подверженного экзарации, и возникающие в нем напряжения зависят от характеристик трубы и почвы, а также от глубины борозды относительно отметок морского дна. Основная мера защиты морских трубопроводов, прокладываемых в районах с ледовой экзарацией – заглубление трубы на величину, при которой значения деформаций изгиба не превышают установленных пределов.

Одна из основных сложностей при проектировании сопряжена с отсутствием достаточного количества информации и методик, пригодных для расчета трубопроводных систем.

Такой недостаток сведений может привести к чрезмерно консервативному подходу при проектировании и избыточной глубине заложения трубопровода, что в свою очередь может привести к возрастанию затрат и исключению допустимых к применению методов сооружения и разработки траншей в зависимости от глубины дна и прочих факторов.

Для прогнозирования предельной величины ледовой эрозии при определенном допустимом уровне риска может быть применен вероятностный подход. Основанием для такого подхода является ретроспективная сводка из рассматриваемого региона [3]. Однако, вероятностный анализ – численный статистический метод, не учитывающий такие факторы, как:

- способ получения данных;
- разрешение измерительной аппаратуры;
- динамические воздействия окружающей среды (процессы седиментации и т.п.);
- взаимная ориентация трубопровода и тороса;
- частота событий выпахивания;
- протяженность трубопровода и др.

Во многих случаях, ледовое выпахивание – важнейшее, но наименее предсказуемое воздействие при проектировании морских трубопроводов.

Наряду с методом вероятностного анализа, для оценки величины ледовой эрозии может использоваться детерминированная модель. Данная модель должна учитывать внешние силы, силы реакции грунта, прочность ледового кия и гидродинамические/гидростатические энергетические составляющие сил, действующих на ледовый киль. Однако на данный момент такие модели слабо разработаны и ограничены необходимостью устанавливать эмпирические взаимосвязи и определять основные допущения для упрощения процедуры их разработки.

Список литературы

1. Алексеев, Г. В. Климатический режим Арктики на рубеже XX и XXI вв / Г. В. Алексеев, И. А. Подгорный, П. Н. Священников. - Санкт-Петербург : Гидрометеоиздат, 1991. – 200 с.
2. Кондратьев, К. Я. Арктика и климат / К. Я. Кондратьев, О. М. Йоханнесен. - Санкт-Петербург : ПРОПО, 1993. – 153 с.
3. Наумов, М. А. Требования к исходным данным, необходимым для моделирования воздействия ледовой экзарации на заглубленные трубопроводы / М. А. Наумов, Д. А. Онищенко // Арктика: экология и экономика. – 2013. – № 2 (10). – С. 4-17.
4. О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 21 апреля 2014 г. № 366 : постановление Правительства РФ от 31 августа 2017 г. № 1064.
5. Огородов, С. А. Рельефообразующая деятельность морских льдов [Рукопись] : дис. ... д-ра геогр. наук : 25.00.25 / С. А. Огородов ; МГУ им. М. В. Ломоносова. - Москва, 2014. – 261 с.

УДК 628.12

Скобелкина К.В., Гудёмов А.И

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ВЕНТИЛЯЦИИ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В данной статье изложены основные методы и средства модернизации систем вентиляции насосной станции. Особое внимание уделено элементам приточной установки и компоновки приточно-вытяжной установки с промежуточным теплоносителем. Также рассмотрена схема системы вентиляции с рекуперацией.

Abstract: This article describes the main methods and means of modernization of ventilation systems of the pumping station. Special attention is paid to the elements of the supply unit and the layout of the supply and exhaust unit with an intermediate coolant. The scheme of ventilation system with recuperation is also considered.

Ключевые слова: Модернизация, вентиляция, насосная станция

Keywords: Modernization, ventilation, pumping station

Тюменский индустриальный университет

Система вентиляции в насосной станции в зимнее время должна обеспечивать подогрев приточного воздуха. Для этих целей в системах приточной вентиляции предусматриваются секции подогрева – электрические калориферы, использующие для работы электрическую энергию.

При этом, обработанный воздух, который удаляется из обслуживаемых помещений является достаточно теплым. Его теплота попросту выбрасывается «на ветер». Однако эту теплоту можно не выбрасывать, а полезно использоваться для значительного уменьшения количества используемой коммерческой энергии.

Для этого используются так называемые рекуператоры теплоты. Эти устройства представляют собой теплообменники, в которых удаляемый теплый воздух охлаждается и отдает избытки теплоты холодному приточному воздуху, который, в свою очередь, нагревается. При этом удаляемый и приточный воздух не соприкасаются непосредственно, что позволяет назвать такие устройства самым гигиеничным решением для вентиляции.

Таким образом, для модернизации системы вентиляции насосной станции подберем приточно-вытяжную установку с промежуточным теплоносителем.

Для подбора оборудования воспользуемся компьютерной программой «Veza КСКР» компании «Вега», которая предназначена для расчета и подбора центральных кондиционеров каркасно-панельной конструкции КЦКП воздухопроизводительностью от 1500 до 100 000 м³/ч (17 типоразмеров), теплопроизводительностью до 2200 кВт, холодопроизводительностью до 800 кВт.

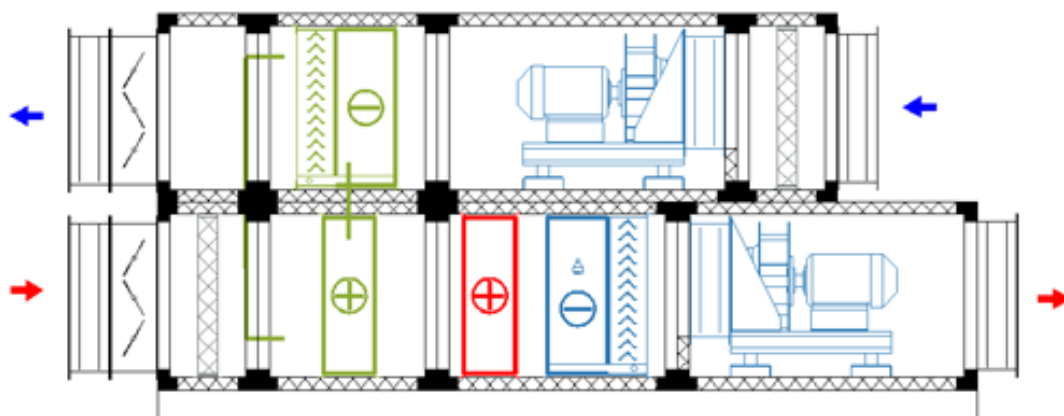


Рис. 1. Пример компоновки приточно-вытяжной установки с промежуточным теплоносителем

«КЦКП» позволяют осуществить все процессы обработки воздуха: рекуперацию и регенерацию тепла и холода, увлажнение, осушку, фильтрацию, нагрев, охлаждение, шумоглушение, а также возможность поддерживать в помещении искусственный климат с заданными параметрами. Высокое качество КЦКП подтверждено сертификатом ISO 9001. Кроме стандартного исполнения КЦКП, существуют специальные исполнения: «гигиеническое», «наружное», «северное», «медицинское».

Исходные данные для подбора КЦКП:

- г. Тюмень;
- Температура наружного воздуха в холодный период года, $t_n = -35$ °С;

- Воздухообмен по притоку, $L_{\text{п}}=16860 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- Воздухообмен по вытяжке, $L_{\text{в}}=15400 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- Температура внутреннего воздуха, $t_{\text{вн}} = +15 \text{ }^\circ\text{C}$.

Подобранная нами приточно-вытяжная установка с промежуточным теплоносителем представлена на Рисунке 2.

Рассмотрим элементы приточной установки по ходу движения воздуха:

1. Блок воздухоприемный северный.

Главной задачей данного элемента является прием наружного воздуха. Клапан оснащается ТЭНом и электрическим приводом с возвратной пружиной, который закрывает лопатки при аварийном отключении.

2. Фильтр ячейковый.

Фильтр осуществляет очистку наружного воздуха. Класс очистки фильтра G3. Расчетное загрязнение - среднее.

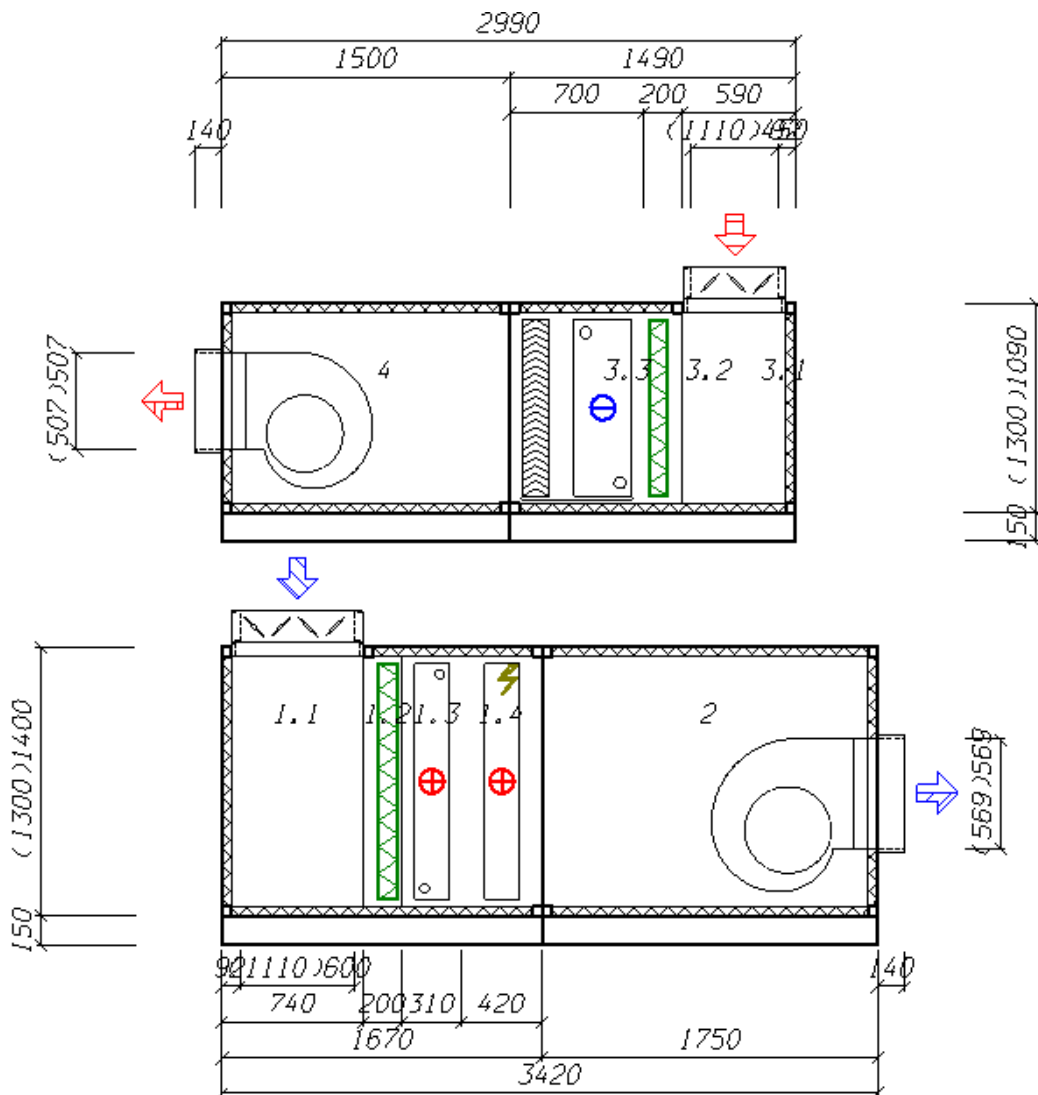


Рис. 2. Компоновка приточно-вытяжной установки с промежуточным теплоносителем

3. Теплоутилизатор - нагреватель с промежуточным теплоносителем.

Рекуператор состоит из двух теплообменников, один теплообменник находится в потоке вытяжного воздуха, другой теплообменник - в потоке приточного воздуха. Они соединены в замкнутый контур по жидкости. Теплообменник на притоке обеспечивает предварительный подогрев воздуха зимой.

С помощью этого элемента установки у нас получилось нагреть приточный воздух до $-16,3\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Далее нам необходимо догреть приточный воздух до $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ с помощью электрокалорифера.

Теплоутилизатор-нагреватель с промеж.теплоносителем

Исходные данные

Тип задачи: Обратная

КПД = 50 [%]

Воздух

Рб = 745 [мм.рт.ст]

приток Lв = 16860 [м3/ч]

выброс Lв = 15400 [м3/ч]

приток на входе: t=-35.0 d=0.1

выброс на входе: t=15.0 d=5.5

Холодоноситель

Гж = 5395 [кг/ч]

Гликоль: Этиленгликоль

Ksi = 0 [%]

Рж < 60 [кПа]

Оборудование

Нагреватель: ВНВ243.1-103-120-04-1,8-10-1

Охладитель: ВОВ243.1-103-090-12-2,5-18-3

Гибкая вставка фронтальная

вертикальная на входе

вертикальная на выходе

горизонтальная верхняя

горизонтальная нижняя

Отмена < Назад Далее > OK

Рис. 3. Технические характеристики теплоутилизатора (приток)

4. Электрокалорифер

Электрокалорифер нужен для дополнительного догрева приточного воздуха. Воздух нагревается за счет электрического нагревателя. Электрический нагреватель представляет собой параллельно соединенные трубча-

тые оребренные электронагреватели (ТЭНы), которые включаются по ступеням от общей установленной мощности нагрева.

Для догрева приточного воздуха от $-16,3$ до $+15^{\circ}\text{C}$ потребовалось $178,2$ кВт.

Рис. 4. Технические характеристики электрокалорифера

5. Вентилятор.

Вентилятор – это основной элемент систем вентиляции. Он служит для перемещения определенного количества воздуха по системе воздуховодов.

Рассмотрим элементы вытяжной установки по ходу движения воздуха:

1. Блок воздухоприемный северный.
2. Фильтр ячейковый.
3. Теплоутилизатор - охладитель с промежуточным теплоносителем.

Назначение теплообменника на вытяжке состоит в том, чтобы изменять температуру жидкости в закрытом контуре — нагревать жидкость зимой.

Теплоутилизатор-охладитель с промеж.теплоносителем

Исходные данные

Тип задачи: Обратная

КПД = 50 [%]

Воздух

Рб = 745 [мм.рт.ст.]

приток Lв = 16860 [м3/ч]

выброс Lв = 15400 [м3/ч]

приток на входе: t=-35.0 d=0.1

выброс на входе: t=15.0 d=5.5

Холодоноситель

Гж = 5395 [кг/ч]

Гликоль: Этиленгликоль

Ksi = 0 [%]

Рж < 60 [кПа]

Оборудование

Нагреватель: ВНВ243.1-103-120-04-1,8-10-1

Охладитель: ВОВ243.1-103-090-12-2,5-18-3

Гибкая вставка фронтальная

- вертикальная на входе
- вертикальная на выходе
- горизонтальная верхняя
- горизонтальная нижняя

Отмена < Назад Далее > ОК

Рис. 5. Технические характеристики теплоутилизатора (вытяжка)

4. Вентилятор.

С применением установки с рекуперацией энергопотребление составит 178,2 кВт в час при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки -35 °С.

Ниже представлена схема системы вентиляции с рекуперацией.

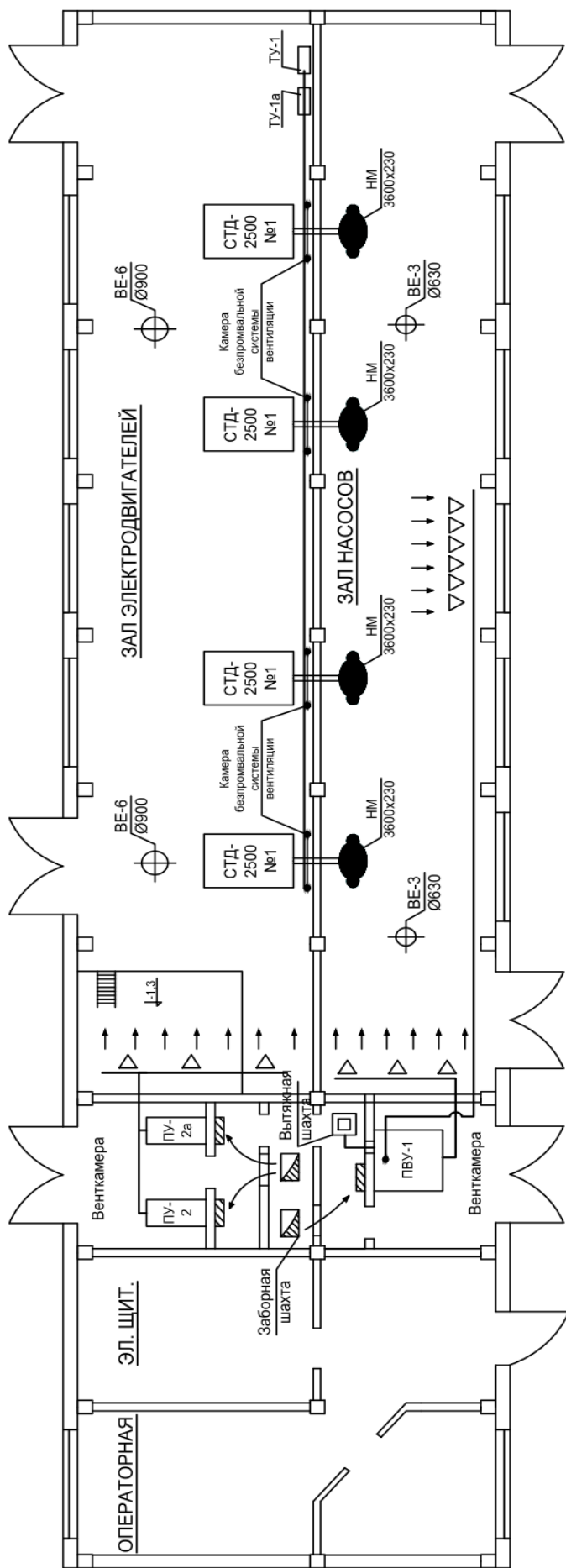


Рис. 6. Схема системы вентиляции с рекуперацией

Заключение

Проведем экономическую целесообразность применения приточно-вытяжной установки с промежуточным теплоносителем.

Для сравнения энергопотребления произведем расчет мощности электрического воздухонагревателя, которая необходима для подогрева наружного воздуха в холодное время года в приточной установке традиционного типа (состоящей из обратного клапана, канального фильтра, вентилятора и электрического воздухонагревателя) с расходом воздуха 16860 м³/час.

Наружный воздух необходимо нагреть от -35 до +15 °С.

Расчет тепла на подогрев приточного воздуха в час произведен по уравнению:

$$Q_T = 0,278 \times L \times \rho_{\text{возд}} \times (t_{\text{вн}} - t_{\text{нар}})$$

где: Q_T – тепловая мощность калорифера, Вт;

$\rho_{\text{возд}}$ – плотность воздуха, $\rho_{\text{возд}}=1,2$ кг/м³;

$t_{\text{вн}}$ – температура воздуха на выходе из калорифера, °С;

$t_{\text{нар}}$ – температура наружного воздуха, °С;

0,278- переводной коэффициент из Дж/час в Вт.

$$Q_T = 0,278 \times 16860 \times 1,2 \times (15 + 35) = 281224,8 \text{ Вт} = 281,2248 \text{ кВт}$$

Таким образом, применение в холодное время года канальных установок с рекуперацией тепла вместо традиционных с использованием электрических воздухонагревателей позволяет уменьшить затраты электроэнергии при одном и том же количестве подаваемого воздуха на 103 кВт в час.

Список литературы

1. Карелин, В. Я. Насосы и насосные станции : учебник для вузов / В. Я. Карелин, А. В. Минаев. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва : Стройиздат, 1986. - 320 с.
2. Каталог-справочник. Насосы. – Москва : Машгиз, 1959.
3. Сибикин, Ю. Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий. В 2 книгах. Гриф МО РФ. - Москва : Академия, 2013.
4. Тернов, А. Ф. Водопроводные насосные станции первого подъема / А. Ф. Тернов. – Томск : ТИСИ, 1985.
5. Турк, В. И. Насосы и насосные станции / В. И. Турк, А. В. Минаев, В. Я. Карелин. – Москва : Стройиздат, 1976.

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В статье освещены вопросы технологий по повышению эффективности магистрального транспорта в соответствии с Перечнем приоритетных научно-технических проблем ОАО «Газпром» на 2011-2020 гг.

Annotation: The article covers the issues of technologies to improve the efficiency of the main transport in accordance with the List of priority scientific and technical problems of ОАО Gazprom for 2011-2020.

Ключевые слова: трубопровод, дефекты, технология, ремонт, несущая способность.

Keywords: pipeline, defects, technology, repair, bearing capacity.

Решение данной проблемы увеличения эффективности во многом связано с применением ремонтных технологий, позволяющих продлить ресурс эксплуатируемых МГ, обеспечить их длительную работоспособность в эксплуатационных условиях без снижения рабочего давления транспортируемого газа. Многомиллиардные в масштабах газотранспортной отрасли ежегодные затраты на капитальный ремонт газопроводов заставляют изыскивать эффективные комплексные решения по снижению этих затрат не в ущерб надежности и безопасности эксплуатации газотранспортной системы. Одним из таких решений является технология ремонта дефектных участков газопровода без остановки транспортировки газа.

Сложность задачи выявляется в процессе рассмотрения вопросов:

- оценки степени опасности дефектов стенок труб МГ при эксплуатации;
- оценки степени опасности дефектов металла труб и сварных соединений при производстве ремонтных работ в траншее на провисающем участке газопровода под давлением транспортируемого газа и определения безопасного значения этого давления,
- определения эффективности ремонтных технологий с применением упрочняющих устройств с учетом установочного давления, при котором производится их монтаж;
- излишне консервативной оценки прочностного ресурса труб, бывших в эксплуатации 30-35 и более лет, ведущей к повышенным объемам вырезки дефектных участков и, как следствие, к значительному росту материальных и трудовых затрат.

Рассматривая ремонт газопроводов без прекращения транспортировки газа, необходимо иметь в виду, что речь идет о выборочном ремонте, когда длина вскрываемого участка не превышает допустимой длины провисающего пролета из условий соответствия данного участка требованиям прочности и устойчивости при воздействии давления газа, весовой нагрузки, температурного перепада и других возможных воздействий.

Пример неадекватности требований по снижению рабочего давления в газопроводе в зависимости от его дефектного состояния относится к земляным работам при вскрытии участка газопровода для его переизоляции [1]. Если на вскрываемом участке не выявлены факторы, снижающие прочность трубопровода, то траншею разрабатывают без снижения давления газа [1], а если имеются дефекты глубиной $0,3\delta$ (δ - толщина стенки, мм) и более, то давление необходимо снизить до атмосферного [1]. Однако уровень опасности дефекта определяется не только его глубиной, но и длиной. Например, коррозионная язва глубиной $0,8\delta$ и длиной $0,05$ м снижает прочность трубы диаметром $1420 \times 16,5$ мм на 6 %, а протяженный дефект глубиной $0,25\delta$ и длиной 1 м – на 20 %. Но в первом случае мы вынуждены сбросить давление газа на 100 %, а во втором – только на 30 %. Такие результаты получаются, если воспользоваться критерием работоспособности дефектного участка в соответствии с СТО Газпром [3].

В нормативных документах имеются разные подходы в выборе разрушающего напряжения, величина которого определяет уровень опасности любого дефекта. Это может быть предел прочности металла трубы (σ_{δ}) [3] или напряжения течения металла ($\sigma_{\text{теч}}$), причем значение σ_{δ} выше значения $\sigma_{\text{теч}}$ в среднем на 15 % для коррозионных дефектов, а для стресс-коррозионных трещин $\sigma_{\text{теч}}$ может оказаться ниже значения предела текучести ($\sigma_{\text{т}}$). Многочисленные полигонные испытания бывших в эксплуатации труб с дефектами различных типов, проведенные в 1994 -2012 гг. на базе ООО «Газпром трансгаз Ухта», показали, что для коррозионных гладких дефектов, искусственных дефектов в виде продольных надрезов шириной 3-20 мм, вмятин и гофр глубиной до $0,07D_{\text{н}}$ ($D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы, мм) давление разрушения обусловлено напряжениями, соответствующими пределу прочности трубной стали с учетом геометрических параметров дефектов, связанных с потерей толщины стенки трубы, а для гофр и вмятин влияние их параметров (глубина, размеры в плане) на разрушающее давление не установлено, т.е. труба фактически разрушается как бездефектная и, как правило, не в местах расположения дефектов данного типа.

В процессе изучения изломов стенки труб в очаге разрушения определяли профили трещин, по данным сертификатов устанавливали, а затем уточняли в ходе механических испытаний образцов механические характеристики металла труб, вырезанных из разрушенных участков. В результате обобщения этих данных установили, что достаточно точной формулой,

прогнозирующей разрушающее давление гада для всех аварийных разрушений с погрешностью в пределах 3-5 % от фактического разрушающего давления, является зависимость, полученная в работе [3]:

$$P_p = 1,23 P_T \frac{1 - \bar{d}}{1 - \bar{d}/Q}, \quad (1)$$

где P_p - разрушающее давление. МПа; $\bar{d} = d / \delta$ - относительная глубина

дефекта; $Q = \sqrt{1 + \frac{0,8 l^2}{\delta(D_n - \delta)}}$ - коэффициент Фалиаса;

P_T - давление, вызывающее напряжения в стенке трубы, равные σ_T МПа; l - длина дефекта мм.

Например, для трубы диаметром 1420x16,5 мм из стали X70 $\sigma_T = 470$ МПа, $P_T = 11,2$ МПа. Для длинных трещин $l \geq D_n$, можно с запасом принять $\bar{d}/Q \approx 0$, тогда значение $P_p = 13,75(1 - \bar{d})$ МПа. Выберем в качестве P_p рабочее давление 7,4 МПа. тогда $\bar{d} = 0,46$, т.е. при эксплуатации будут разрушаться длинные трещины глубиной 0,46 δ и выше. На практике трубы диаметром 1420x16,5 мм разрушались в диапазоне глубины дефектов около (0,45-0,5)5 δ .

Если для анализа опасности стресс-коррозионных трещин также использовать критерий работоспособности из СТО Газпром [2], применяемый для коррозионных дефектов, то допускаемое давление $P_{доп}$ определяется по формуле

$$P_{доп} = P_p / K \quad (2)$$

где K - проектный коэффициент запаса прочности, определяемый по формуле

$$K = \frac{0,9\gamma n_p K_l K_n}{m}, \quad (3)$$

где n_p , K_l , K_n - коэффициенты, определяемые в соответствии со СНиП, $\gamma = 1 - \frac{n_p P}{R_l}$ коэффициент, учитывающий рабочее (нормативное) давление на дефектном участке газопровода.

Для вышеприведенных исходных данных проектный коэффициент $K = 1,58$, соответственно, давление $P_{доп} = 7,4/1,58 = 4,7$ МПа. Следовательно, дефект глубиной $\bar{d} = 0,46\delta$ может эксплуатироваться при давлении газа не более 4,7 МПа.

При использовании критерия оценки опасности стресс-коррозионных трещин в соответствии с инструкцией подлежат вырезке трубы с трещинами глубиной $d \geq 0,2\delta$, трещины начиная с глубины $d \geq$

0,017δ (для трубы сечением 1420x15,7 мм $d \geq 0,3$ мм) подвергаются вышlifовке. Поскольку работы по вышlifовке стресс-коррозионных трещин запрещено проводить под давлением газа, то следует жесткий, невзирая на экспериментальные данные, вывод о невозможности ремонта таких дефектов без остановки транспортировки газа.

Упомянутый выше критерий работоспособности дефектного участка напрямую не связан с безопасностью проведения ремонтных работ в траншее и характеризует уровень эксплуатационной надежности участка газопровода после ремонта. Рассматриваемая авторами задача состоит в выборе адекватной величины безопасного давления, при котором возможно проводить ремонт дефектов, не прекращая транспортировку газа. Вполне понятно, что значение безопасного давления P_6 должно быть всегда ниже рабочего давления, но это условие не всегда соблюдается. Так, в инструкции приводится формула для безопасного давления при известных параметрах дефектов в условиях отсутствия воздействий машин и механизмов на трубопровод:

$$P_6 = k_{61}k_{62}P_p \quad (4)$$

где k_{61} – коэффициент безопасности, с помощью которого учитывают возможное изменение напряженного состояния участка МГ при ее вскрытии, обследовании и ремонте; k_{62} – коэффициент безопасности, учитывающий маловероятную возможность того, что фактическое разрушающее давление окажется ниже расчетного из-за аномального снижения прочностных свойств трубы, возникновения существенных непроектных нагрузок и других неучитываемых факторов. Принимаемый равным 0,9.

Используются два значения k_{61} в зависимости от длины вскрываемой участка $L_{\text{вк}}$: при $L_{\text{вк}} < 15$ м $k_{61} = 0,9$; $L_{\text{вк}} = 15-26$ м $k_{61} = 0,8$.

Следует заметить, что формула (4) при установке муфт дает завышенные значения P_6 , в результате чего возрастает опасность ремонтных работ. Так, для участка газопровода минимальное значение $P_p = KP$. Если рассматривается участок категории III, то $K \approx 1,6$, а произведение $k_{61}k_{62} = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81$ (длина шурфа $L_{\text{вк}} < 15$ м). По формуле (4) $P_6 = 0,81 \cdot 1,6P = 1,30P$. Получается, что безопасное давление выше рабочего, что противоречит логике.

Авторы предлагают следующую формулу определения P_6 .

$$P_6 = k_6 P_{\text{п}} \quad (5)$$

где k_6 – коэффициент безопасности, с помощью которого учитывают возможное изменение напряженного состояния участка МГ при его вскрытии, обследовании и ремонте; $P_{\text{п}}$ – проходное рабочее давление транспортируемого газа, определяемое по формуле

$$P_{\text{п}} = \sqrt{P^2 - (P^2 - P_{\text{кд}}^2) \frac{x}{L_{\text{кс}}}}, \quad (6)$$

P - рабочее давление на выходе подающей компрессорной станции (КС), МПа; $P_{\text{кд}}$ - конечное давление на входе принимающей КС, МПа; x - расстояние от падающей КС до ремонтируемого участка газопровода, км; $L_{\text{КС}}$ - расстояние между КС. км.

Список литературы

1. Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром» : Р Газпром 2-2.3-595-2011.

2. Временные технические требования к стальным муфтам с заполнением межтрубного пространства композитным материалом : утв. ОАО «Газпром» от 19.08.2011 г.

3. Временные технические требования к полимерно-композитным муфтам для ремонта линейной части магистральных газопроводов : утв. ОАО «Газпром» от 19.08.2011 г.

4. Аспекты технологической надежности газораспределительных сетей / В. А. Петряков [и др.] // Современные проблемы науки и образования. - 2015. - № 2-3. - С. 5.

УДК 621.644.07

Скорнякова П.Ю., Земенкова М.Ю., Стоянович Н.

РАЗРАБОТКА МЕТОДА КОНТРОЛЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия/
Босния и Герцеговина

Аннотация: В работе осязаны актуальнее проблемы снижения эксплуатационной надежности газоснабжения потребителей в результате несовершенного развития газораспределительных систем. Рассмотрены основные причины возникновения дефицита пропускной способности газопроводов, снижения качества одорированного газа при его транспортировке конечным потребителям, а также проведен анализ работы существующих узлов управления потоками газа, выявлены недостатки в их конструкции. Определены предпосылки создания комплексной системы мониторинга газораспределительных сетей с целью обеспечения надежного и безопасного распределения газа.

Annotation: The work deals with more urgent problems of reducing the operational reliability of gas supply to consumers as a result of the imperfect development of gas distribution systems. The main reasons for the occurrence of a shortage in the capacity of gas pipelines, a decrease in the quality of odorized gas during its transportation to end users are considered, and the analysis of the operation of existing gas flow control units is carried out, and deficiencies in their design are identified. The prerequisites for creating an integrated monitoring system for gas distribution networks have been identified in order to ensure reliable and safe gas distribution.

Ключевые слова: газопровод, газовые сети, одоризация, запорная арматура, эксплуатационная надежность, система мониторинга.

Keywords: gas pipeline, gas networks, odorization, stop valves, operational reliability, monitoring system.

В последние годы масштабно ведутся работы по стратегическому градостроительному развитию территорий муниципальных и городских образований, сельских и городских поселений с целью улучшения условий формирования комфортной среды жизнедеятельности населения на ближайшую и отдаленную перспективу. В результате разрабатываются генеральные планы населенных пунктов, которые учитывают изменившийся у строй внутри освоенных территорий, а именно плотность и этажность застройки, планируется строительство школ, детских садов, предприятий обслуживания населения. Кроме того, имеется тенденция расширения существующих населенных пунктов, особенно районных центров, в результате образуются новые микрорайоны, коттеджные и дачные поселки, производственные и сельскохозяйственные предприятия. Еще одним заметным изменением в структуре энергообеспечения населения малоэтажной застройки (до трех этажей), является децентрализация систем теплоснабжения многоквартирных жилых домов, то есть перевод их на поквартирные системы отопления от индивидуальных газовых котлов, а также установка отдельных котельных для объектов соцкультбыта и ликвидация центральных котельных с сопутствующими тепловыми сетями. Последнее связано в первую очередь с энергосбережением и плохим состоянием центральных котельных, требующих масштабной реконструкции со значительными затратами.

Приведенные выше преобразования влекут за собой определенные проблемы в развитии газораспределительных систем, а именно возникает перераспределение потоков газа, в результате чего в сети образуются узкие места и дефицит пропускной способности газовой сети, что, в свою очередь, приводит к снижению технической возможности подключения к существующей сети газораспределения новых потребителей, а это препятствует социально-экономическому развитию.

Также отмечают случаи хаотичного (неупорядоченного) развития газораспределительных сетей, что приводит к снижению эксплуатационной надежности существующих систем распределения газа и создает препятствие для дальнейшего их развития. В ряде случаев системы развиваются не как единый объект газоснабжения, а отдельными элементами (участками) сети, что приводит к занижению диаметров газопроводов и, соответственно, к снижению давления на значительно загруженных участках системы.

В результате все вышеизложенное сказывается на надежности газоснабжения конечного потребителя, так как параметры газа, в частности давление перед газоиспользующим оборудованием, могут не соответствовать нормативным значениям. Отклонение указанного параметра газа в распределительных сетях приводит не только к снижению эксплуатационной надежности газоиспользующего оборудования и безопасности исполь-

зования газа в качестве топлива, но и влечет за собой экономические последствия в виде повышенного расхода газа прибором. Последнее связано, в свою очередь, с тем, что предприятиями-изготовителями газоиспользующего оборудования дается гарантируемая степень надежности выпускаемого оборудования лишь при его работе в интервалах рабочих параметров сетевого газа. За пределами этого интервала оборудование работает с малой эффективностью и порой даже со сбоями, а именно с пониженным коэффициентом полезного действия, увеличенным расходом газа. В результате в продуктах сгорания повышается содержание окислов азота, увеличивается сажеобразование, образуются опасные для жизни человека продукты неполного сгорания газа. Кроме того, эксплуатация газопотребляющих приборов сопровождается повышенными выбросами в атмосферу загрязняющих веществ, что по сегодняшнему законодательству энергосбережения и экологической безопасности недопустимо [1].

Поэтому в процессе эксплуатации газораспределительных систем необходимо предусматривать мероприятия по обеспечению эксплуатационной надежности, под которой понимается обеспечение потребителей сетевым газом в требуемом объеме с параметрами, соответствующими техническим регламентам и нормативно-технической документации предприятий-изготовителей газоиспользующего оборудования.

Для решения указанных проблем необходим комплексный подход к мониторингу состояния параметров эксплуатационной надежности газораспределительной сети, а именно:

- оперативный замер давления в характерных точках газораспределительной сети в зимний период во время наиболее холодного времени года, когда имеют место пиковые максимальные нагрузки;
- определение расхода газа у потребителей (для коммунальных, промышленных и сельскохозяйственных - по данным узлов учета газа, для населения - по данным газовых счетчиков, в случае их отсутствия - по нормам потребления газа);
- гидравлический расчет газораспределительной системы по фактическим параметрам сети и замеренным данным с целью определения пропускной способности газопровода;
- оценка пропускной способности газопроводов сетей газораспределения с целью определения технической возможности подключения перспективных потребителей и определения резерва пропускной способности.

Система мониторинга должна строиться на результатах моделирования работы газораспределительной сети по фактическим параметрам и режимам ее эксплуатации. По результатам моделирования производится оценка топологии, структуры, фактического объема газопотребления, а также технической возможности газораспределительной сети.

Схема системы мониторинга эксплуатационной надежности в направлении контроля резерва пропускной способности газораспределительной сети представлена на рис. 1.



Рис. 1. Схема мониторинга контроля пропускной способности газовой сети

Указанные выше мероприятия позволят планировать своевременную реконструкцию и вложения средств в новое строительство газовых сетей для обеспечения надежного, безопасного, рентабельного, устойчивого к внешним влияниям различной природы и инвестиционно - привлекательного газоснабжения потребителей.

В качестве мероприятий предполагается проводить своевременную реконструкцию и ликвидацию дефицита пропускной способности газопроводов известными способами: замена пунктов редуцирования газа, перекладка участка сети с увеличением диаметра газопровода, строительство газопроводов - закольцовок с целью подпитки ненадежного участка газопровода и выравнивания давления по сети в целом, а также реконструкцию с переводом участка газопровода на высшую категорию давления (повышение давления) с установкой пунктов редуцирования газа у каждого потребителя. В ряде случаев для выбора способа ликвидации пропускной способности и повышения эксплуатационной надежности необходимо решать задачи по выбору более оптимального и рационального способа приведения газораспределительной сети к надежной и безопасной работе.

За время эксплуатации колодцев были выявлены следующие дефекты:

- в результате нарушения гидроизоляции в полость колодца попадали грунтовые и талые воды, что провоцирует коррозионные процессы и не позволяет в случае необходимости быстро переключать потоки газа;
- в результате температурных перемещений трубы внутри футляра в месте прохода через стенки колодца, во -первых, нарушается герметизация ввода, а во -вторых, место прохода в результате повреждения изоляции и благоприятных увлажненных условия является очагом коррозионных процессов;
- разрушение бетонных конструкций в результате излишнего увлажнения и пучинистых свойств прилегающих грунтов при сезонном промерзании;

- утечки газа из разъемных соединений (в колодцах, как правило, располагаются фланцевая задвижка и компенсатор температурных удлинений для удобства монтажа и замены отключающих устройств).

В результате анализа работы существующих газораспределительных систем также отмечаются патологии схем газоснабжения, связанные с отсутствием секционирующих отключающих устройств, что влечет за собой в случае аварийных или плановых отключений большого количества потребителей, а также значительным потерям газа. Процесс подключения потребителей после остановок подачи газа весьма трудозатратный как с материальной точки зрения, так и в отношении потребностей профессионального персонала, задействованного в нем.

Кроме того, почти все существующие отключающие устройства проектировались и строились более 20 лет назад, когда их большая часть выполнялась по типовым проектам в подземном колодезном исполнении, и за годы эксплуатации данный вариант показал себя не в полной мере надежным с эксплуатационной точки зрения.

Список литературы

1. Ковалев, Б. К. Одоризация природного газа, проблемы и решения / Б. К. Ковалев // Газовая промышленность. - 2015. - № 9 – С. 86-87.
2. Рыбкин, Д. Е. Контроль одоризации: нос или прибор? / Д. Е. Рыбкин // Газ России. - 2014. - № 1 – С. 22-25.
3. Шурайц, А. Л. Подземные полиэтиленовые газопроводы: проектирование и строительство : учеб пособие для вузов / А. Л. Шурайц, В. Ю. Каргин, М. С. Недлин. – Саратов : Приволжское изд-во, 2012. - 404 с. : ил.

УДК 656.13/73.31.41

Стихина А.А.

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА НЕФТИ ПО НЕФТЕГАЗОСБОРНОЙ СЕТИ НА НАЧАЛЬНОМ ЭТАПЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В научной статье описаны существующие системы сбора нефти и их особенности. Также представлена проблема неэффективного использования нефтегазосборных трубопроводов в начальный период эксплуатации месторождения и рассмотрены методы по решению данной проблемы.

Abstract: The scientific article described oil collection systems and their features. Presented the problem of the inefficient use of oilfield pipelines in the initial period of field operation, reviewed methods for solving this problem.

Ключевые слова: Нефтепромысловые трубопроводы, система сбора, нефтяные месторождения.

Keywords: Oilfield pipeline, oil collection systems, oilfield.

Системой сбора нефтегазонасыщенной смеси на нефтяных месторождениях является комплекс труб и оборудования, служащих для сбора продукции скважин и ее последующей транспортировки до пунктов подготовки нефти.

В настоящее время существуют три системы промышленного сбора: самотечная двухтрубная, высоконапорная однострунная и напорная.

Самотечная двухтрубная система описывается следующим образом: смесь со скважин сначала разделяется при определенном давлении - 0,6 МПа. Газ, который выделяется при этом, под собственным давлением перекачивается до компрессорной станции или на газоперерабатывающий завод, который находится поблизости. Жидкостная фаза отправляется на следующую ступень сепарации. Газ, отделившийся на данном этапе, расходуется на собственные потребности. Нефть с водой самотечно (благодаря разности отметок нивелирных высот) подается в резервуары местного сборного пункта, а оттуда при помощи насосов поступает в резервуары центрального пункта сбора.

Однострунная высоконапорная система осуществляет совместный транспорт продуктов добычи на расстояние в десятки километров с помощью высоких (до 6...7 МПа) давлений на устье скважин. Использование данной системы дает право отказаться от возведения участковых пунктов сбора и переместить операции по отделению нефти на центральные сборные пункты. За счет этого происходит достижение максимальной концентрации технологического оборудования, исключается нужда в строительстве насосных и компрессорных станций на территории месторождения, появляется возможность утилизации ПНГ с самого начала разработки месторождений, уменьшаются затраты на металлоемкость нефтегазосборной сети.

Напорной системой сбора является транспортировка газонасыщенных нефтей до ЦПС на расстояние более 100 км, а также однострунный транспорт нефтегазовой смеси на участковые разделительные установки, которые располагаются от скважин на расстоянии не более 7 км.

Обеспечение эффективной эксплуатации трубопроводов инфраструктуры нефтяных месторождений является сложной и не всегда однозначно решаемой задачей. Существует множество проблем при транспортировке нефти по нефтегазосборной сети.

Одна из них заключается в следующем: при выборе диаметра нефтепромышленного трубопровода с помощью гидравлического расчета, как правило, в соответствии с максимальной добычей жидкости, диаметр завышается и на начальном этапе эксплуатации месторождения трубопровод используется нерационально. Это происходит из-за того, что сроки ввода кустов в эксплуатацию на месторождении разнятся. Из графика на рис.1 видно, что при условии выбора диаметра трубопровода сбора нефти по максимальному проектному значению добычи нефти, на начальном этапе эксплуатации месторождения объема добываемой жидкости недостаточно для рационального

использования трубопровода, соответственно, скорость смеси в этот период времени мала, что приводит к ламинарному режиму течения [2].

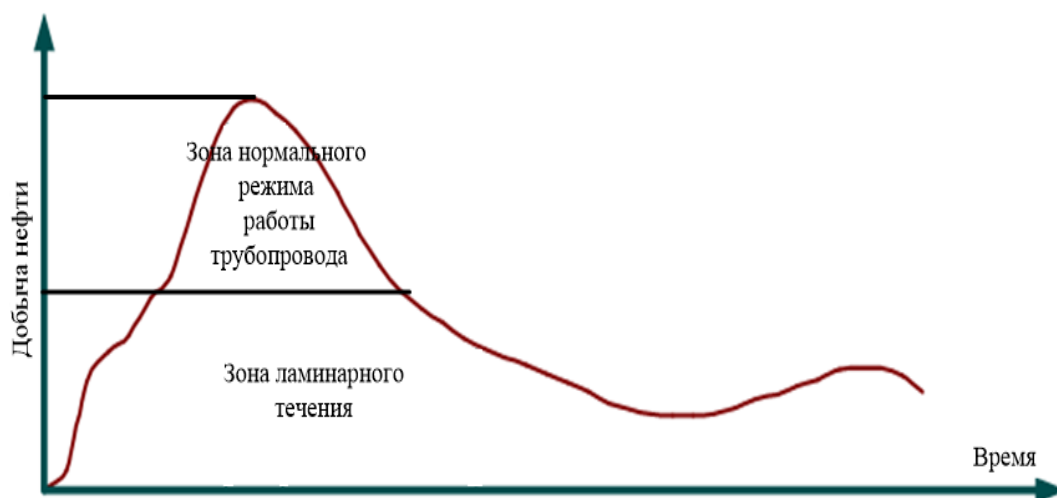


Рис. 1. Динамика добычи нефти на месторождения

Существует два решения данной проблемы. Первое заключается в закачке воды в нефтепромысловый трубопровод, тем самым объем перекачиваемой жидкости доводят до необходимого значения для поддержания нормального режима перекачки. Однако, данный метод имеет недостаток: необходимость дальнейшего сепарирования нефти от большого количества воды, что приводит к экономическим затратам.

Второе решение проблемы: в зависимости от скорости достижения наибольшего расхода добываемой продукции для рассматриваемой нефтесборной сети появляется необходимость проектировать один или несколько трубопроводов. Допустим, время достижения максимальных значений расхода смеси составляет 9 лет, тогда при сроке службы трубопровода 10 лет не стоит проектировать его диаметр с учетом максимальной производительности жидкости, так как трубопровод придет в негодное состояние раньше из-за речейковой коррозии. В данном случае необходимо спроектировать трубопровод с диаметром на меньшие значения объема перекачиваемой трехфазной смеси с последующей прокладкой второй линии трубопровода. Если же наибольшие значения добычи на месторождении достигаются раньше (например, 5 лет), то есть необходимость прокладки сразу двух труб с последующим подключением второй.

Однако у этого метода также имеется недостаток: прокладка двух трубопроводов меньшего диаметра с экономической точки зрения менее выгодна, чем прокладка одной трубы большего диаметра.

Таким образом, оба метода ведут к экономическим издержкам, поэтому необходимо выбирать наиболее выгодный исходя из результатов расчетов на необходимые затраты.

Список литературы

1. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений : ВНТП 3–85 : утв. приказом Министерства нефтяной промышленности № 32 от 10 января 1986 : введ. в действие от 1 марта 1986. – Москва, 1985. – 217 с.
2. Автоматизированный поиск оптимального диаметра нефтесборного трубопровода / Н. Е. Грачев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 10. – С. 116-118.
3. Гужов, А. И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа / А. И. Гужов. – Москва : Недра, 1973. – 280 с.
4. Проектирование обустройства нефтяных месторождений : учебник для студентов нефтяных вузов / В. Т. Ситенков. - Нижневартовск : Самиздат, 2012. - 457 с.
5. Сбор и подготовка нефти и газа : учебник для студентов вузов, обучающихся по специальности "Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ" направления "Нефтегазовое дело" / Ю. Д. Земенков [и др.]. - Москва : Академия, 2009. – 159 с.

УДК 621.577

Сулова А.А., Куликов А.М.

ПОВЫШЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЫЗЯКИХ НЕФТЕЙ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ ТРУБОПРОВОДУ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: рассматриваются принцип работы и преимущества теплового насоса в качестве эффективного метода подогрева нефти. Главным критерием является наличие природного низкопотенциального тепла, необходимого для работы насоса.

Abstract: the principle of operation and the advantages of a heat pump are considered as an effective method for heating oil. The main criterion is the presence of natural low-grade heat required for pump operation.

Ключевые слова: тепловой насос, природное низкопотенциальное тепло.

Keywords: heat pump, natural low-grade heat.

В настоящее время особый интерес в нефтегазовой сфере представляет сокращение потребления энергоресурсов при транспорте нефти по магистральному трубопроводу. Связано это с тем, что запасы традиционного ископаемого топлива не только уменьшаются, но и приводят к экологическим последствиям его сжигания. На данный момент при транспорте тяжелой нефти реализуется горячая перекачка, попутный пароподогрев и электроподогрев, а также перекачка с использованием присадок. Однако

каждая из таких технологий имеет существенные минусы: затраты при строительстве котельных установок, пунктов подогрева нефти и др. Немаловажную роль играют требования экологической безопасности, например, на Крайнем Севере не допустим способ «горячей перекачки», а для некоторых нефтей он и вовсе экономически нецелесообразен.

Данные методы подогрева нефти можно заменить тепловыми насосами. Они работают за счет природного низкопотенциального тепла (тепло рек, озер, воздуха, грунта), а эффективность их заключается в разнице температурных перепадов в конденсаторе и испарителе. Насосы необходимо ставить в конце перегонов, рассредоточив на низкотемпературных участках трассы, тогда эффект будет максимальным[2].

Преимущества использования тепловых насосов для подогрева нефти:

1. Сохранение нулевого теплооборота на поверхности Земли – основное требование экологической безопасности, необходимое для севера России. Тепловые насосы выполняют это требование путем исключения из технологии перекачки высокотемпературного процесса сжигания топлива в печах.

2. Тепловые насосы экономично используют природное тепло и минимально нагревают нефть. Решается эта задача путем равномерного распределения тепловых насосов по длине нефтепровода на уровне, достаточном для преодоления гидравлического сопротивления только за счет напора $H_{\text{раст}}$, создаваемого насосными станциями.

3. При минимальном уровне нагрева нефти, тепловые насосы имеют высокую эффективность.

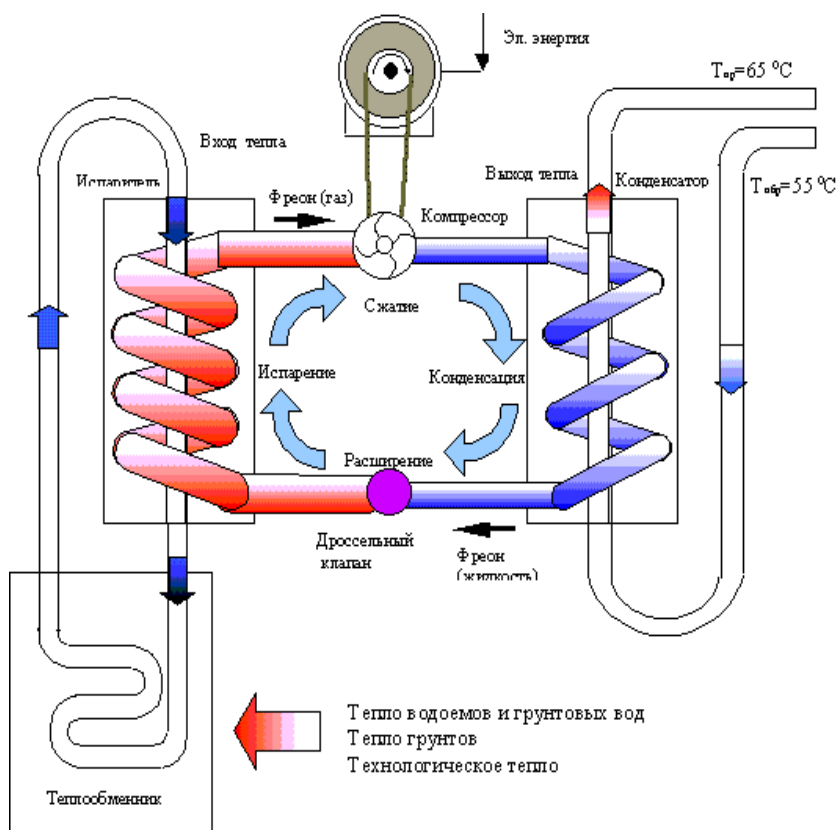


Рис.1 Принцип работы теплового насоса

Принцип работы теплового насоса заключается в том, что он осуществляет передачу энергии от реки, озера, грунта (низкая температура) к потребителю с более высокой температурой. Для передачи низкотемпературного тепла используется низкокипящий теплоноситель типа фреона или один из природных хладагентов: аммиак, диоксид углерода (рис.1).

На практике для внедрения тепловых насосов необходимо соблюдать существенные требования к источникам природного тепла и обустройству внешнего контура. Эксплуатационные затраты на сооружение данного контура теплового съема с грунта значительно выше, чем при применении, например, водных источников тепла, поэтому целесообразно пункты подогрева привязывать к месту нахождения последних[1].

При использовании только водных источников низкотемпературного тепла невозможно добиться равномерного распределения температуры по длине нефтепровода, тогда устанавливаются дополнительные тепловые насосы с грунтовыми теплообменниками[3].

На пунктах подогрева нефти, где грунт применяется как первичный источник тепла, дополнительно используют вентиляторный теплообменник для уменьшения времени выхода системы грунт-теплообменник за счет аккумулялирования энергии в объеме грунта в теплый период.

При более теплых температурах атмосферного воздуха вместо грунта применяется воздух. При еще более высоких температурах (выше 15-20 градусов) может быть применено только тепло воздуха.

Мировая практика показывает, что тепловые насосы пользуются спросом в отличие от России, хотя в нашей стране созданы все условия для их внедрения в производство. Несмотря на высокую стоимость тепловых насосов, использование тепла рек, грунта и воздуха для снижения вязкости, гидравлического сопротивления, а также для увеличения пропускной способности трубопровода может быть эффективным и представляет задачу для исследования.

Список литературы

1. Земенков, Ю. Д. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов / Ю. Д. Земенков, С. Ю. Подорожников. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. - 259 с.
2. Земенков, Ю. Д. Энергомеханическое оборудование перекачивающих станций нефтепродуктопроводов / Ю. Д. Земенков, Ю. В. Богатенков. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014 – 403 с.
3. Моисеев, Б. В. Промышленная теплоэнергетика / Б. В. Моисеев, Ю. Д. Земенков, С. Ю. Торопов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014 – 235 с.
4. Разработка нового метода повышения КПД магистральных насосов марки НМ / Туктабаев А. М. [и др.] // Нефтегазовый терминал : сб. статей междунар. науч.-техн. конф. / под общ. ред. С. Ю. Подорожникова. – Тюмень, 2015. - С. 190 -194.

Сычев С.А., Волков Б.М., Беляев С.Н., Богданов Н.П.

ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Ухтинский государственный технический университет,
г. Ухта, Республика Коми

Аннотация: В статье рассматривается программный комплекс, использующий алгоритм, позволяющий определить эффективность эксплуатируемых АВО газа в результате адаптации существующих и разработки новых методов для расчёта параметров теплообменных аппаратов. Возможности расчётного комплекса позволяют использовать способ присоединения секций, корректировку эффективности и условий охлаждения, способ изменения геометрических характеристик АВО, температурный режим охлаждающего воздуха, а также параметров, определяющих эффективность теплового режима установки.

Abstract: In this report, a software package is considered that uses an algorithm that allows determining the efficiency of gas operated by air conditioning equipment as a result of adapting existing and developing new methods for calculating the parameters of heat exchangers. The capabilities of the design complex make it possible to use the method of joining sections, adjusting the efficiency and cooling conditions, the method of changing the geometric characteristics of the air cooling unit, the temperature mode of the cooling air, as well as the parameters determining the efficiency of the thermal mode of the installation.

Ключевые слова: Аппараты воздушного охлаждения, математическая модель АВО, оптимизация теплового режима.

Keywords: Air coolers, mathematical model of air coolers, optimization of thermal conditions.

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) – наиболее энергоёмкое оборудование газа на компрессорных станциях (КС). На электроснабжение электродвигателей вентиляторов АВО приходится до 60 % затрат электроэнергии на всю промплощадку КС, оснащенной газотурбинными газоперекачивающими агрегатами (ГПА) [1]. Задача оптимизации энергопотребления АВО на длительно эксплуатируемых КС, не подвергнутых реконструкции или модернизации, может решаться только дискретным регулированием – включением и отключением электродвигателей вентиляторов. При этом необходимо обеспечить требуемую температуру газа на выходе из компрессорной станции при заданном коммерческом расходе.

Существующие теоретические методы расчета АВО [2,3] разработаны для отдельно стоящих аппаратов. На практике АВО сгруппированы в отдельно стоящие секционные установки и обвязаны технологическими трубопроводами различной пространственной конфигурации, поэтому регулирование работы АВО в составе установки должно происходить с учетом изменения технологических параметров газа при его движении от ГПА до выхода в магистральный газопровод.

В данном сообщении рассматривается программный комплекс, использующий алгоритм, позволяющий повысить эффективность эксплуатируемых АВО газа в результате адаптации существующих и разработки новых методов расчёта параметров теплообменных аппаратов. Задача определения теплового режима АВО формулируется следующим образом: при известных газодинамических параметрах и температуре природного газа на входе в АВО, а также заданных управляющих воздействиях, определить температуру природного газа на выходе из АВО. В основе математической модели АВО лежит уравнение теплового баланса. При анализе теплового режима станции АВО, каждый входящий в неё аппарат рассматривается отдельно, а далее анализируется работа всех АВО в совокупности. Второй цикл расчета необходим для включения вентиляторов в зависимости от мощности, потребляемой каждым вентилятором. Для этого при помощи алгоритма сортировки записываются индексы секций АВО по увеличению мощности. Далее данный цикл увеличивает при проходе по сформированному массиву количество вентиляторов для каждой секции, учитывая возможность их включения (возможны ремонт, техническое обслуживание). Условие выхода из цикла – итоговая температура за секциями АВО приблизительно равна заданной пользователем (с точностью до + 0,2 °С).

В программе учтено известное из теории и практики условие: эффективность работы АВО с первым включённым по ходу движения природного газа вентилятором выше, чем со вторым на 4–13%. В программе также можно учитывать изменение потребляемой мощности электродвигателей в зависимости от угла установки лопастей вентиляторов.

Возможности расчётного комплекса позволяют использовать способ присоединения секций и, соответственно определять и учитывать неравномерности распределения газового потока через секции АВО при различных вариантах схем обвязки. Точная система уравнений, описывающая транспорт газа через секции и через установку охлаждения газа в целом, может быть решена только численно. При этом трудоёмкость построения расчётных схем и алгоритмов выполнения расчётов для каждого конкретного случая не отвечает требованиям оперативности. Известно, что гидравлическое сопротивление трубопроводов обвязки, даже с учётом запорно-регулирующей арматуры много меньше гидравлического сопротивления секций АВО. Данное положение позволяет решать систему уравнений в рамках теории возмущений. В этом случае решение будем искать в виде ряда

$$Q_i = q_0 + \frac{k_1}{k} q_i + \dots, i = 1, \dots, n.$$

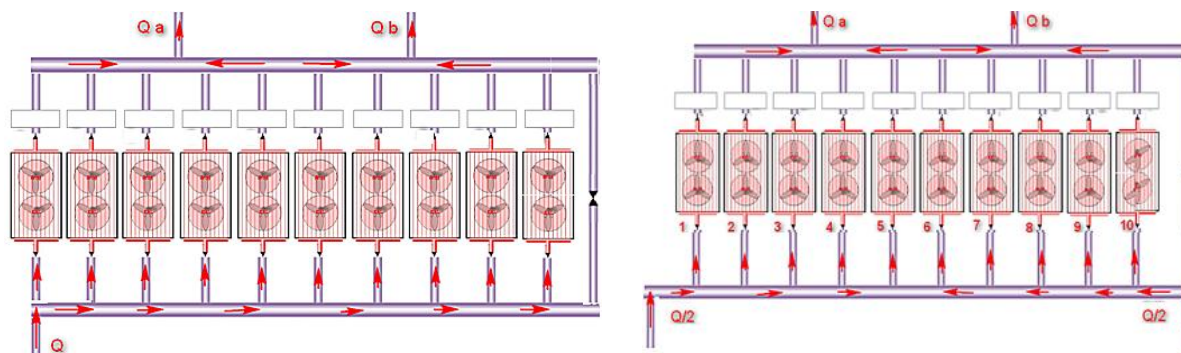
где q_0 – поток через секцию АВО, k , k_1 – гидравлическое сопротивление секции и участка трубы между двумя соседними секциями АВО.

В программном комплексе учтена температура газа на входе в АВО, определяемая в зависимости от температурного режима на участке от ГПА до входа в АВО газа, т.е. от физических условий движения газа (производительности, гидравлического трения) и от теплообмена с окружающей средой.

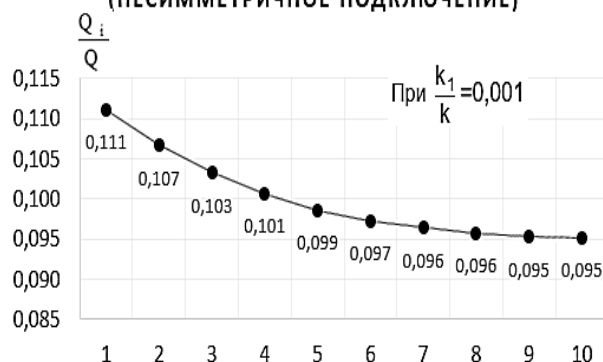
Обоснованный выбор начальной температуры воздуха при тепловом расчёте аппаратов воздушного охлаждения является первостепенной задачей. Заниженная температура воздуха может привести к снижению теплоэффективности АВО. Чрезмерное завышение расчётной температуры воздуха значительно увеличивает количество включённых вентиляторов, что в свою очередь приводит к неоправданному увеличению затрат на электроэнергию. В данном комплексе апробирована приемлемая расчётная формула для вычисления эффективной температуры [4] $t_{эфф}$ (°C) с учётом влажности воздуха и охлаждающего эффекта ветра:

$$t_{эфф} = -2,7 + 1,04 \cdot t + 2,0 \cdot \frac{\varphi}{100} \cdot \left(2,125 + \frac{156 + 8,12 \cdot t}{236 + t}\right) - 0,65 \cdot v,$$

где t – температура воздуха (°C); φ – относительная влажность воздуха ;
 v – скорость ветра (м/с).



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВОГО ПОТОКА ЧЕРЕЗ СЕКЦИИ АВО (НЕСИММЕТРИЧНОЕ ПОДКЛЮЧЕНИЕ)



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВОГО ПОТОКА ЧЕРЕЗ СЕКЦИИ АВО (СИММЕТРИЧНОЕ ПОДКЛЮЧЕНИЕ)

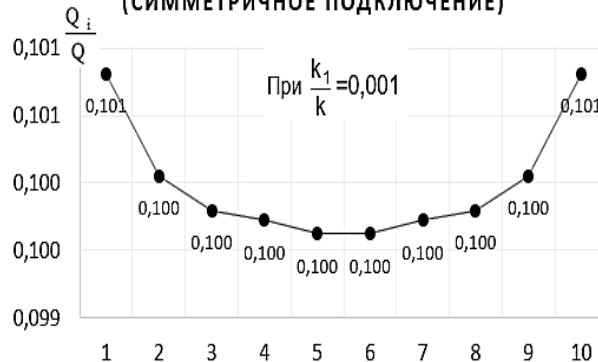


Рис. 1. Несимметричная схема включения

Рис. 2. Симметричная схема включения

Разработанная методика расчёта теплогидравлических режимов технологических трубопроводов КС на участках выход ГПА – выход АВО с учётом влияния неравномерности распределения потоков газа на эффективность работы АВО алгоритмизирована и реализована в виде программы для ЭВМ, работающей в среде С++. Программа позволяет выполнить расчёт тепловой эффективности установки охлаждения газа, состоящей из любого числа аппаратов включительно до 13 и определить число и стационарные номера электродвигателей вентиляторов, которые должны быть включены в работу для обеспечения заданной температуры. Графический интерфейс программы позволяет выбрать два режима расчёта – «Подсчёт вручную» и автоматический расчёт – «Компьютер» Индивидуальные настройки конкретных секций установки осуществляются по следующим параметрам: – подключение секции; – включение 1 вентилятора; – включение 2 вентилятора; – входящая температура секции; – мощность секции; – угол атаки лопастей вентилятора секции; – рабочее давление газа; – расход газа через АВО; – коэффициент загрязнения труб.

Разработанный программный комплекс теплового расчёта АВО газа прошел стадию тестовых испытаний, цель которого - определение необходимого общего количества включенных электродвигателей эксплуатируемой КС для обеспечения заданной температуры. В качестве исходных данных использованы проектное пространственное расположение трубопроводов, а также технологические и метеорологические параметры, зафиксированные штатными средствами измерения КС. Полученные в автоматическом режиме расчетные результаты совпали с данными диспетчерской службы газотранспортной организации в части необходимого количества работающих вентиляторов для обеспечения заданной на выходе из АВО температуры технологического газа.

Список литературы

1. Аршакян, И. И. Повышение эффективности работы установок охлаждения газа / И. И. Аршакян, А. А. Тримбач // Газовая промышленность. - 2006. - № 12. - С. 52–55.
2. Машины и оборудование газонефтепроводов : учеб. пособие для вузов / Ф. М. Мустафин [и др.]. - 2-е изд., перераб. и доп. – Уфа : Монография, 2002. – 384 с.
3. Сарданашвили, С. А. Расчётные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). / С. А. Сарданашвили. – Москва : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 577 с.
4. Карандеев, Д. Ю. Эффективная температура как фактор, влияющий на электропотребление города [Электронный ресурс] / Д. Ю. Карандеев // Современная техника и технологии. - 2015. - № 2. – Режим доступа : <http://technology.snauka.ru/2015/02/5728> (дата обращения: 07.06.2018).

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В данной работе рассмотрена одна из важнейших проблем дальнейшего развития нефтегазовой промышленности, а именно повышение уровня эксплуатации магистральных, промысловых трубопроводов.

Следует обратить особое внимание на защиту трубопроводов от коррозии, а особенно слабым звеном в данной система будет является сварной полевой стык. Главная задача в борьбе с коррозией является разработка новейших материалов для защиты трубопроводов и в особенности сварных соединей.

Annotation: In this work one of the most important problems of further development of the oil and gas industry, namely increase of level of operation of the main, field pipelines is considered.

It is necessary to pay special attention to protection of pipelines against corrosion, and especially weak link in this system will be a welded field joint. The main task in the fight against corrosion is to develop the latest materials for the protection of pipelines and especially welded joints.

Ключевые слова: Сварка, металлизационное покрытие, противокоррозионная защита.

Keywords: Welding, plating, anti-corrosion protection.

По сравнению с прочими методами соединения, сварка широко используется в различных отраслях строительства и промышленности. Благодаря изобретениям и открытиям русских инженеров и учёных были заложены основы сварки. К основным преимуществам сварки можно отнести: применение современных технологических процессов, экономию металла, усовершенствование качества соединений металлов, уменьшение трудоёмкости. Передовой и безупречный технологический процесс – это сварочная техника сегодняшнего дня, открывающая большой потенциал другим областям техники, которые связаны с использованием металла и оказывающая на развитие отдельных отраслей промышленности огромное влияние. Изделия, которые невозможно выполнить ни штамповкой, ни клепкой, ни литьем дает возможность исполнить сварка. Из сталей с различными свойствами, разных марок при помощи сварки можно выполнить изделия любых формы, размеров, массы и имеющие различную толщину стенки. При этом, наиболее полно используется качество металла согласно условиям работы отдельных элементов конструкции.

Нанесение антикоррозионного слоя является на сегодняшний день наиболее оптимальным решением предотвращения коррозии внутренней поверхности стальных труб. Срок эксплуатации стальных труб увеличивается с помощью защиты внутренних поверхностей. Тем не менее, необходимо отметить, что в трубопроводе сварной полевой стык является самым слабым звеном. Зависит многое от качества сварных работ, в том числе профессионализма сварщиков, совершенства конструкции соединения, используемых материалов и технологии сварки.

Превентивный удар по этой проблеме в настоящее время предлагают провести современные технологии. Для защиты сварного стыка традиционно следует использовать несколько технологий. Втулочное соединение – одна из них. Второй технологией является применение труб с напылением металлонаполненных композиций на концах. Использование труб изготовленных из коррозионностойких марок сталей – третий способ в борьбе с коррозией. При этом нефтегазодобывающие компании отягощают себя необходимостью использовать ингибирование транспортируемой жидкости. Создание металлопластмассовой трубы МПТ (МПТК) для системы поддержания пластового давления (ППД) стало итогом многочисленных исследовательских работ. Это стальная труба имеющая наружную двух или трехслойной изоляцию на основе полиэтиленовых композиций и внутри футерованная полиэтиленовой оболочкой с заземлением наконечником по концам. Данная конструкция успешно эксплуатируется в течении десятилетий на месторождениях и на практике показала свою высокую эффективность. Так, за несколько десятилетий количество порывов на трубопроводах системы ППД уменьшилось более чем в 20 раз.

Все же веяние времени и увеличение обводненности добываемой продукции способствовали проблемам и в системе нефтесбора. В свете возникновения данной проблемы специалисты разработали для защиты системы трубопроводов нефтесбора новую технологию – использование металлизационного покрытия концевых участков труб с внутренним лакокрасочным покрытием (рисунок 1).

Втулка из нержавеющей стали выполняет функцию защитного покрытия. Она запрессовывается в торец трубы, которая прошла калибровку и раздачу.

Металлизация концов труб после их соединения в трубопровод является защитой для сварного стыка и на весь период эксплуатации обеспечивает полную равнопрочную конструкцию.

В ходе проведённых расчётов на основе ведомственных строительных норм (ВСН), специалистами трубопроводного транспорта, были сделаны выводы, что не менее 20 лет составляет срок службы данных трубопроводов.



Рис. 1. Труба с металлизационным покрытием

Почему предложение о защите стыка трубопровода, имеющее внутреннее лакокрасочное покрытие выгоднее по отношению, например, к втулке? Металлизационное покрытие внутреннее сечение трубопровода не изменяет, а значит дополнительных местных сопротивлений не возникает. Наносится оно в одном потоке с внутренним лакокрасочным покрытием в цеховых условиях, что по отношению к работам, которые выполняются в полевых условиях всегда надежнее. Сварное соединение конструкции труб с металлизационным покрытием, согласно произведенным расчётам по отношению к аналогам дешевле на 46%, к примеру, втулочным соединениям, при этом в два раза выше скорость монтажных работ, чем у традиционной конструкции стыка с использованием втулки.

Влияние погодных условий также сведено к минимуму: нет необходимости наносить мастику, выжидать отверждение и т.д. Почему предпочтен именно данный способ? Большинство компаний применяют специальные поршни для прочистки трубопроводов от различных отложений (солеотложений, парафиноотложений). Внутреннее проходное сечение трубопроводов уменьшается при втулочной технологии. Кроме того, в данные втулки очистное устройство может упираться при очистке труб, и в итоге, привести к выходу из строя трубопровода. Исходная пропускная способность трубы сохранена в трубе с металлизационным покрытием и одновременно защищён стык от внутренней коррозии.

Достоинство производства труб с металлизационным покрытием заключается в том, что процесс нанесения обоих покрытий (внутренний лакокрасочный и внутренний металлизационный) проходит в одном технологическом потоке. Происходят эти процессы при одинаковых режимах производства в одну смену и от погодных условий не зависят.

Различными способами контролируются надежность предложенной конструкции защиты стыка труб имеющее внутреннее лакокрасочное покрытие и металлизационное покрытие концевых участков труб: гидравлическое испытание сварного стыка, изгибающие нагрузки, механические испытания на разрывной машине корнем наружу и внутрь, а также другими лабораторными цеховыми методами.

Следует подчеркнуть, что на объектах крупных нефтегазовых компаний промышленными испытаниями проверена надежность описанной выше конструкции. В том числе, разработана методика для расчёта натяга металлизированной втулки. Для гарантийного обеспечения или натяга данной втулки в трубе обязательное условие – сила, заданная при запрессовке, обеспечивающая в трубе неподвижность металлизированного покрытия и во время сварки труб между собой оказывающая сопротивление к сдвигу. Самое главное необходимо рассчитать правильно силу, толщину и длину втулки. Специалисты при разработке методики брали в основу свой опыт и научные исследования.

Преждевременно говорить сегодня о том, что над коррозией металла как процессе его разрушения практически одержана победа. Всё больше в настоящее время появляется методов борьбы и материалов с этим процессом, гарантирующие эффективную защиту. Огромные финансовые средства тратятся на исследования, а значит, в будущем отступить должна коррозия металла, а вернее сказать сдать свои позиции.

Список литературы

1. ГОСТ 31447-2012. Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия (с Поправкой); введ. 2015-01-01. – Москва : Стандартинформ, 2013.- 17 с.
2. Инструкция по технологии сварки при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов : РД 153-006-02 : утв. и введ. в действие Приказом ОАО «АК»Транснефть» от 1 января 2006. – Москва, 2002. - 94 с.
3. Протасов, В. Н. Теория и практика применения полимерных покрытий в оборудовании и сооружениях нефтегазовой отрасли / В. Н. Протасов. – Москва : Недра, 2007. – 374 с.
4. Ильина, О. Разработка и внедрение технологии ООО «ТМС - Трубопроводный сервис» УК ООО «ТМС групп» / О. Ильина // Сфера Нефтегаз. - 2018. - № 3 (65). - С. 52-54.
5. Новиков, С. В. Использование изделий с антикоррозионным полимерным покрытием в системах нефтегазосбора / С. В. Новиков // Территория Нефтегаз. - 2006. - № 11. - С. 22-24.

АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ГАЗА ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ ГАЗОПРОВОДУ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: рассмотрены основные виды потерь природного газа при его транспортировке по магистральному газопроводу. Перечислены различные методы сокращения потерь газа с применением новых технологий и оборудования.

Abstract: The main types of losses of natural gas during its transportation along the main gas pipeline are considered. Various methods of reducing losses using new technologies and equipment are presented.

Ключевые слова: потери газа, магистральный газопровод, природный газ, трубопровод.

Key words: gas losses, main gas pipeline, natural gas, pipeline.

Транспорт газа по магистральным газопроводам является очень сложным и трудоемким процессом с точки зрения экономичности, безопасности и эффективности. Конечно же, транспортировка газа на большие расстояния, где задействовано большое количество сложного высокотехнологичного оборудования и элементов трубопроводной системы (газоперекачивающих агрегатов, трубопроводов, очистительных устройств, аппаратов воздушного охлаждения, запорной арматуры и т.д.) не обходится без потерь природного газа.

На основе данных, полученных нефтегазовыми компаниями, в газовой промышленности России ежегодно тратятся большие средства на топливно-энергетические и материально-технические ресурсы, где потери газа составляют до 14% по объединению и до 42% по отдельной компрессорной станции. Данные показатели издержек обязывают проводить ряд мероприятий по экономии энергии, поддерживая оптимальный режим работы всего газотранспортного комплекса.

При транспортировке природного газа происходят следующие виды потерь:

- на компрессорных и газораспределительных станциях:

1) потери газа при стравливании и продувке обвязки нагнетателей в процессе пусков и остановок газоперекачивающих агрегатов;

2) потери при продувке конденсатосборников, пылеуловителей, импульсных трубок КИПиА (контрольно-измерительные приборы и автоматика);

3) потери в системе уплотнений нагнетателей газоперекачивающих агрегатов;

- 4) перерасход топливного газа на компрессорной станции при снижении гидравлической эффективности линейных участков газопровода;
- 5) потери при отклонении режимов ГПА от оптимальных;
- 6) затраты топливного газа при наличии перетоков компримированного газа в обвязках нагнетательных и входных коммуникаций газоперекачивающих агрегатов и КС (компрессорных станций);
- 7) утечки из-за образовавшихся в газопроводе конденсата и воды в процессе очистки и разгазирования в утилизаторах;
- 8) потери при эксплуатации на КС безрегенеративных газотурбинных установок;
- 9) потери газа при заправке расходных емкостей одоранта и подземных емкостей хранения;
- 10) потери газа для выполнения технического освидетельствования сосудов, работающих под давлением;
- 11) потери газа при замене диафрагм узла учета газа;
- 12) потери газа при выполнении газоопасных и огневых работ в случае полной остановки КС или ГРС;
- 13) потери газа при проверке на срабатывание, проверке и регулировке предохранительных клапанов;
- 14) потери газа при эксплуатации оборудования с пневматическим приводом;

- на линейной части МГ:

- 1) потери аварийные и при ремонтных работах, связанных с опорожнением участков трубопровода;
- 2) потери при периодической очистке внутренней полости газопроводов;
- 3) потери при стравливании газа и продувке труб в процессе подключения отводов, перемычек, импульсных трубок и других технологических линий;
- 4) потери газа в результате фазовых превращений в газопроводе (образование жидкой фазы и гидратов).

Технические потери газа в компрессорном цехе можно оценить по следующей формуле [4]:

$$q = 1,25 \left[(q_5 + q_{10}) \cdot n_{ГПА} + q_{17} + q_{18} + q_{30} + q_{И.Г.} + q_{Т.А.} \right].$$

Характеристики слагаемых в этой формуле приведена ниже в табл. №1 для одного агрегата при общем их числе $n_{ГПА}$.

Таблица 1

Характеристика источников технических потерь газа на КС [4]

Место утечки	Обозначение	Диапазон значений, $м^3/час$	Среднестатистические потери, $м^3/час$
Работающий агрегат свеча №5	q_5	0 - 50	10

Резервный агрегат, свеча №10	q_{10}	0 - 30	5
свеча №17	q_{17}	0 - 250	40
свеча №18	q_{18}	0 - 300	50
свеча №30	q_{30}	0 - 100	20
Импульсный газ	$q_{и.г.}$	0 - 20	5
Технологические аппараты	$q_{т.а.}$	0 - 100	10

По данным исследований ПАО Газпром, приведенных в таблице № 2, больше половины потерь газа происходит вследствие нарушения герметичности оборудования. Поэтому первоочередной задачей является сокращение потерь газа через неплотности как в обвязке КС, так и на линейных участках газопроводов. Решение данной задачи требует совершенствование конструкции различных узлов с целью увеличения герметичности, а также разработку специальных методов и приборов для определения мест утечек газа и их устранения.

Таблица 2

Основные виды потерь природного газа в МГ [3]

Причины потери газа	Потери, млн.м ³	Процент потерь
Потери газа при ремонте линейной части	7 - 8	
Потери при разрывах и разрушения газопроводов	170 - 180	18 - 19
Потери через неплотности газопровода	80 - 90	
Потери газа через неплотности в обвязке КС	340 - 350	35 - 40
Потери при пусках и остановках ГПА	17 - 18	
Потери газа в пылеуловителях	200 - 250	22 - 25
Сумма	895 - 985	

Для сокращения потерь газа на МГ могут проводиться следующие технологические операции:

- а) применение комбинированных утилизационных установок;
- б) совершенствование систем учета газа;
- в) изменение схем утилизации пускового газа;
- г) замена турбодетандера на стартеры с электроприводом;
- д) новые схемы для сбора и утилизации природного газа при ремонте МГ с применением специального мобильного газоперекачивающего агрегата;
- е) внедрение современных технологий по сведению аварийных потерь газа на линейной части МГ и КС;

ж) составление и реализация схем по утилизации продувочного газа из пылеуловителей на компрессорных станциях и т. д.

Рассмотрим решение последней задачи на примере одной из схем по утилизации продувочного газа на КС, которая могла бы сократить потери газа в пылеуловителях (22 -25%).

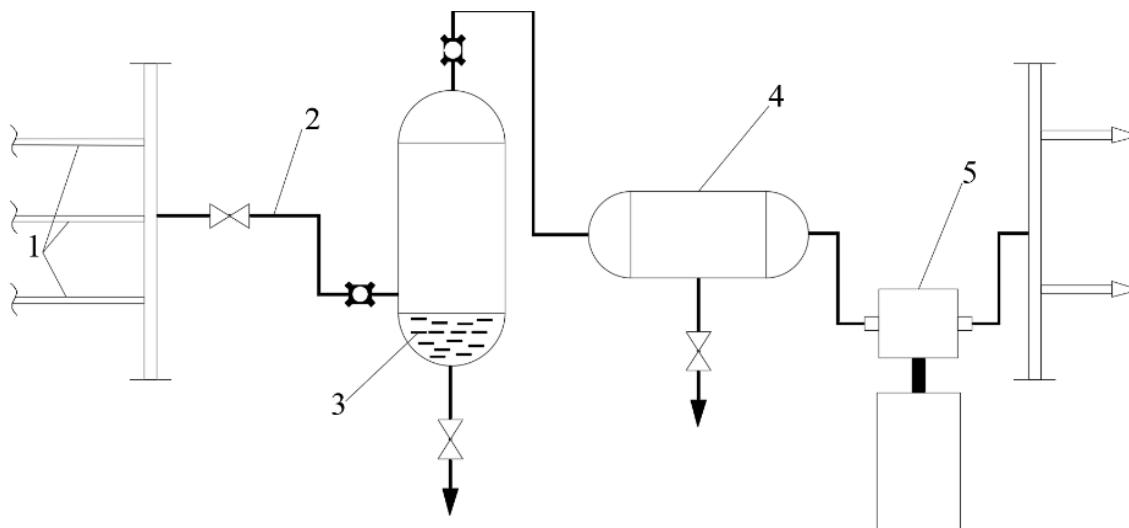


Рис. 1. Схема утилизации продувочного газа на КС [3]

Продувочный газ после пылеуловителей по трубопроводам 1 подается на коллектор и поступает в сепарирующее устройство 3, где из газа выделяется влага и отделяются механические примеси. Очищенный газ собирается в аккумулялирующей емкости 4, откуда периодически ведется его отбор дожимным компрессором 5. Сохраненный газ утилизируется, т. к. его можно направить на технологические нужды КС или потребителям.

Установка проста в изготовлении, так как в качестве сепарирующего устройства в условиях компрессорной станции можно использовать один из пылеуловителей циклонного или масляного типа. В качестве аккумулялирующей емкости можно использовать трубу-коллектор диаметром 1000 – 1400 мм. В качестве дожимного компрессора можно использовать, например, газомотокомпрессор типа 10ГКН.

Таким образом, из всего вышесказанного можно сделать вывод о том, что потери газа на магистральных газопроводах неоправданы и нерациональны для обеспечения высоких показателей энергоэффективности, надежности и экологичности. Исходя из анализа потерь, можно заметить, что основными видами потерь в газовой промышленности являются потери газа через неплотности в обвязке КС и потери газа в пылеуловителях. Сокращение данных видов потерь очень непростая задача, требующая от компаний проводить ряд мероприятий и методов по введению новых разработок и специальных технологий, позволяющих значительно уменьшить потери газа в магистральном газопроводе.

Список литературы

1. Методические рекомендации по определению и обоснованию технологических потерь природного газа при транспортировке магистральным трубопроводным : утв. заместителем Министра энергетики Российской Федерации С. И. Кудряшовым 09.07.2012.

2. ОАО «Газпром». Газпром в цифрах 2007-2011гг. Справочник. - 2012. – 74 с.

3. Ресурсосберегающие технологии при эксплуатации оборудования насосных и компрессорных станций : учебно-методический комплекс для студентов заочной формы обучения по направлению "Нефтегазовое дело" / под ред. Н. А. Гаррис. – Уфа : ФГБОУ ВО "Уфимский государственный нефтяной технический университет", 2012.

4. Эксплуатация магистральных газопроводов: учебное пособие / под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. – Тюмень : Вектор Бук, 2002. – 528 с.

УДК 621.644.052

Черепов Б.В.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация: В статье рассматриваются технологии транспортировки и хранения углеводородов, приведены типы и особенности транспортировки нефти и газа, описывается эксплуатация каждого из рассмотренных вариантов транспортировки. Хранения нефти, резервуарные парки, компрессорные станции и нефтехранилища. Большие достижения в области разведки и добычи помогли найти и восстановить запасы нефти и природного газа из основных запасов по всему миру. В то же время спрос на нефтепродукты вырос в каждом уголке мира. Но учитывая, что спрос и предложение редко концентрируются в одном и том же месте, транспортировка жизненно важна для обеспечения надежного и доступного потока нефти и природного газа.

Abstract: the article deals with the technology of transportation and storage of hydrocarbons, the types and features of transportation of oil and gas, describes the operation of each of the considered transportation options. Oil storage, tank farms, compressor stations and storage tanks. Great advances in exploration and production have helped to find and recover oil and natural gas reserves from major reserves around the world. At the same time, demand for petroleum products has increased in every corner of the world. But given that demand and supply are rarely concentrated in the same place, transportation is vital to ensure a reliable and affordable flow of oil and natural gas.

Ключевые слова: транспортировка, трубопровод, танкер, железнодорожный транспорт, хранение.

Key words: transportation, pipeline, tanker, railway transport, storage.

Вывод нефти и природного газа на рынок - это сложный процесс, который требует различных технологий транспортировки и хранения, обычно называемых «средним потоком». В основном нефть и природный газ часто добывается в отдаленных местах, где она не будет потребляться, поэтому были построены транспортные сети для транспортировки сырой нефти на нефтеперерабатывающие заводы, где она перерабатывается, и для доставки нефтепродуктов туда, где они будут потребляться. Хранилища используются для баланса спроса и предложения нефти и нефтепродуктов.

Выбор типа транспортировки зависит от того, где и кто будет получать углеводородное сырье - до конечного потребителя или на нефтеперерабатывающий завод.

Особенностью транспортировки углеводородов является возможность доставки их в резервуары для хранения нефти и газа, расположенные в десятках тысяч километров от базовой насосной станции в пункте отправления продукта. В этом случае наиболее эффективным и экономически эффективным методом перемещения сырья является использование магистральных трубопроводов. Диаметр трубопровода, который может достигать 1440 мм, необходимы большие капитальные вложения.

Проходя через установку подготовки нефти на газовом месторождении, углеводороды, становясь фактически конечным продуктом, направляются на базовую насосную станцию.

Непрерывная подача углеводородов достигается за счет установки дополнительных насосных станций по всему трубопроводу - на расстоянии 50–100 км. Кроме того, стальные трубы оснащены устройствами для транспортировки нефти и газа, т.е. задвижки, клапаны, регуляторы давления.

В регионе, где проложены трубопроводы, также имеются, линии электропередач, инфраструктурные объекты для обслуживания трубопроводов и бесперебойной работы.

Технологии транспортировки нефти и газа обеспечивают тот случай, когда углеводороды «перекачиваются» из одного резервуара в другой резервуар, расположенный на расстояние более ста километров. В отдельных случаях, когда поставляется нефть с высокой вязкостью, используются нагревательные элементы. С повышением температуры продукта увеличивается его подвижность. Тот же эффект достигается добавлением более легкого продукта по плотности к вязкому, а также с помощью специальных присадок.

Резервуары для хранения нефти расположены вблизи месторождений и базовых насосных станций. Такие резервуары объемом в десятки кубометров устанавливаются на нефтеперерабатывающих заводах, морских транспортных узлах, нефтяных базах.

Все резервуары соединены между собой системой трубопроводов так, что любой резервуар может быть подключен к основной магистрали нефтепровода. Кроме того, с помощью внутрибазовых насосов можно перекачать нефть из одного резервуара в любой другой.

Система хранения нефти включает в себя надземные и подземные хранилища, а также станции приема углеводородов, которые снабжаются железнодорожными и автомобильными резервуарами по трубопроводам.

Корпуса резервуаров выполнены из листовой стали, железобетона, полимерных материалов. Наиболее часто используемый вариант конструкции резервуара для сырой нефти – вертикальный с плоской крышей. Объем резервуара может достигать до 50 000 куб. м.

Нефтехранилища оснащены устройствами приема и доставки, которые используются для отгрузки продукции и, наоборот, для пополнения запасов.

Резервуары также оснащены предохранительными клапанами для предотвращения испарения углеводородов и контроля давления внутри бака.

Танкеры, железные дороги и трубопроводы являются проверенным, эффективным и экономичным средством связи спроса и предложения на нефть. Конечные трубопроводы и железные дороги доставляют сырую нефть из производственных площадок к погрузочному терминалу в порту. Затем танкеры доставляют сырую нефть напрямую к трубопроводам на стороне спроса, которые соединяются с нефтеперерабатывающими заводами, которые превращают сырье в полезные продукты.

Обычно нефть транспортируется одним из четырех вариантов:

- Трубопровод - наиболее часто используемая форма транспортировки нефти - через нефтепроводы. В этом процессе задействованы три основных типа нефтепроводов: системы сбора, системы трубопроводов сырой нефти и системы трубопроводов нефтепродуктов. Системы собирающих трубопроводов собирают сырую нефть или природный газ из добывающих скважин, откуда она транспортируется с системой трубопроводов сырой нефти к нефтеперерабатывающим заводам и танкерам. После того, как нефть перерабатывается в продукты, такие как бензин или керосин, она транспортируется через системы трубопроводов очищенных продуктов на станции хранения или распределения.

Трубопроводы требуют значительно меньше энергии для работы, чем грузовики или рельсы, и имеют меньший углеродный след.

Около 90% добываемого в России газа и нефти транспортируется по трубопроводу.

- Железнодорожный транспорт - отгрузка нефти поездом становится все более явным явлением, поскольку во всем мире обнаруживаются новые запасы нефти. Относительно небольшие капитальные затраты и сроки строительства делают железнодорожный транспорт идеальной альтернативой трубопроводам для перевозок на дальние расстояния. Однако скорость, выбросы углерода и несчастные случаи являются существенными недостатками железнодорожного транспорта.

Железнодорожный транспорт является основным, а так же ведущим в России не трубопроводным видом транспорта для переправки нефти со своих производственных площадок в экспортные центры.

Железнодорожная сеть России простирается от ее западных границ до самых дальних уголков Сибири и дальше за ее пределы. Учитывая удаленное расположение российских энергетических проектов и важность поставок минеральных ресурсов для экономического процветания страны, обеспечение беспрепятственного перемещения экспорта в пункты назначения их перегрузки является первоочередной задачей.

Российские железные дороги более развиты, чем автомобильные маршруты страны, особенно на Дальнем Востоке, что делает транспортировку углеводородов гораздо более легкой и перспективной. Это в некоторой степени объясняет важность железных дорог для российской энергетики.

- Грузовой автомобиль - несмотря на то, что он является наиболее ограниченным способом транспортировки нефти с точки зрения вместимости, он обладает наибольшей гибкостью в потенциальных местах назначения.

Грузовые перевозки часто являются последним этапом в процессе транспортировки, доставляя нефть и очищенные нефтепродукты в места назначения.

Грузовые автомобили действительно используются только для перемещения продуктов переработки на базы хранения и обратно в ориентированные на клиента торговые точки, такие как автозаправочные станции.

- Танкер - там, где транспортировка нефти по суше не подходит, нефть может транспортироваться на корабле. Типичный танкер объемом 30 000 баррелей может перевозить эквивалент 45 железнодорожных цистерн, что составляет примерно треть стоимости. По сравнению с трубопроводом баржи дешевле на 20-35%, в зависимости от маршрута. Танкеры традиционно доставляют нефтепродукты и природный газ на химические заводы.

Недостатками, как правило, являются скорость и экологические проблемы, в случае пролива нефти в море.

Природный газ в основном требует специальных перевозчиков СПГ для транспортировки. Первый в мире ледокольный корабль, перевозящий СПГ, был успешно испытан в арктическом регионе Ямал в России в 2017 году, демонстрируя уникальные проблемы, которые российская география ставит перед своей энергетической отраслью, а именно - перемещение продуктов.

Заказы на дальнейшие перевозки СПГ-судов находятся в стадии разработки.

Российские порты являются основными экспортёрами нефти в стране, Россия наделена тысячами километров береговой линии и имеет доступ к некоторым из самых оживленных водных путей мира, включая Черное море, Финский залив и Тихий океан. Таким образом, ряд российских портов являются существенными остановками в своих цепях энергоснабжения.

Ниже приведен список ведущих нефтяных портов России, ранжированный по общему годовому объему нефтеналивных грузов.

- Варандей - Баренцево море
- Приморск - Финский залив
- Усть-Луга - Финский залив

- Черноморские порты (Новороссийск и Туапсе)
- Козьмино - Японское море
- Де-Кастри - Японское море
- Порты Сахалин - Японское море

Компрессорные станции играют важную роль в обработке и транспортировке материалов, которые проходят по трубопроводу. Однако компрессорные станции представляют значительную опасность для окружающей среды. Даже когда процесс бурения и гидравлический разрыв пласта завершён, компрессорные станции остаются в этом районе, чтобы поддерживать непрерывный поток газа в трубопроводах.

Нефтехранилище - это комплекс групп резервуаров, сооружений и устройств для приема, хранения или накопления, а так же откачки нефтепродуктов.

Резервуарные парки различают как: надземные, наземные, полуподземные, подземные и подводные.

Как правило, резервуарный парк представляет собой резервуары, которые расположены на земле или под землей, а также платформу для приема либо отгрузки хранимого сырья. Резервуарные парки обычно располагаются вблизи нефтеперерабатывающих заводов или в местах, где морские танкеры, могут разгружаться

Самые важные аспекты при строительстве резервуарного парка – повышение безопасности и сокращение потерь нефтепродуктов. Из этого следует, что резервуарные парки являются важнейшими объектами, которые входят в структуру нефтебазы, в них осуществляется хранение нефти и других жидких продуктов.

Список литературы

1. Квасов, И. Н. Ликвидация разливов нефти на суше / И. Н. Квасов, Ю. В. Непойранова // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства : материалы 7-й Международ. науч.-техн. конф. (Омск, 24-28 апреля 2017 г.) / ОмГТУ. – Омск, 2017. – С. 192–193.

2. Квасов, И. Н. Решение проблемы выбросов паров углеводородов на нефтебазах / И. Н. Квасов, Ю. В. Непойранова, А. К. Мусайбекова // Материалы VIII Международной научно-технической конференции / ПАО "ОНХП". – Омск, 2017. – С. 90–92.

3. Квасов, И. Н. Анализ систем обнаружения утечек в магистральном нефтепроводе / И. Н. Квасов // Инженерное дело : взгляд в будущее : материалы VII Международ. науч.-техн. конф. – Омск, 2016. – С. 33–34.

4. Мусайбекова, А. К. Диагностирование трубопроводов / А. К. Мусайбекова, Ю. В. Непойранова, И. Н. Квасов // Нефтегазовый терминал. – 2017. – Вып. 13. – С. 158–162.

5. Нефтегазовое строительство: учеб. пособие для студентов вузов / ред. В. Я. Беляева [и др.] ; под общ. ред. Мазура, В. Д Шапира. - Москва : ОМЕГА-Л, 2005 – 744 с.
6. Основы нефтегазового дела : учебник для вузов / ред. А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Изд. 2-е, доп. и испр. - Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2002 – 544 с.
7. Трубопроводный транспорт нефти : учебное пособие / ред. С. М. Вайшток [и др.]. - Т. 1 – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2002. – 407 с.
8. Эксплуатация магистральных газопроводов : учебное пособие / ТюмГНГУ ; ред. Ю. Д. Земенков. – Тюмень : Вектор Бук, 2009. – 526 с.
9. Fricker, J. D. Fundamentals of Transportation Engineering – A Multimodal Systems Approach / J. D. Fricker, R. K. Whitford ; published by PEARSON Prentice Hall, Upper Saddle River. - New Jersey, 07458. - 2001, P. 672-706.

УДК 656.56

Чучумов А.И., Земенкова М.Ю.

ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ОБЪЕМ ЗАМЕНЫ ТРУБЫ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В данной статье рассматривается оценка объёма замены трубы при проведении капитального ремонта участка магистрального газопровода, обследованного методом внутритрубной диагностики (ВТД).

Abstract: in this paper we consider the assessment of the volume of pipe replacement during the overhaul of the section of the main gas pipeline surveyed by the method of in-line inspection (VTD).

Ключевые слова: магистральный газопровод, капитальный ремонт участка магистрального газопровода, анализ данных, внутритрубная диагностика.

Key words: main gas pipeline, overhaul of the main gas pipeline section, data analysis, in-line diagnostics.

Объём замены трубы при проведении капитального ремонта является одним из ключевых показателей технического состояния участка магистрального газопровода. Показатель влияет на способ проведения ремонта, а также на качество планирования ресурсов.

В настоящее время, единственная утверждённая методика оценки объёма замены описана во «Временной методике по предремонтному обследованию участков линейной части магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, планируемых к выводу в капитальный ремонт» [1] (далее – Временная методика). Опыт применения подходов (в том числе в дочерних обществах ПАО «Газпром»), описанных во Временной методике,

при оценке объёма замены трубы, выявил существенные расхождения между результатами расчёта и фактического числа труб, заменённых при капитальном ремонте. В ходе анализа действующей нормативно-технической документации выявлены возможные причины расхождения.

Во-первых, алгоритмы оценки возможности повторного применения труб, заложенные во Временной методике не коррелируют с алгоритмом отбраковки труб при проведении капитального ремонта.

Во-вторых, прогнозирование объёма замены трубы осуществляется на этапе проектирования работ по капитальному ремонту. На этом этапе в доступе только данные ВТД и некоторый объём шурфового контроля. В свою очередь при капитальном ремонте есть возможность выполнения полного спектра неразрушающего контроля при непосредственном доступе к поверхности трубы. В связи с этим требуется некая «калибровка результатов ВТД».

В связи с вышесказанным необходимо определить методические подходы, позволяющие обеспечить приемлемую точность прогнозирования объёма замены трубы по результатам ВТД и их «калибровки» с учётом шурфового контроля.

Для этого необходимо рассмотреть три основных блока задач:

1. Проанализировать существующие методики «калибровки результатов ВТД». Определить методику, обеспечивающую приемлемую точность прогнозирования размеров и положения необследованных дефектов.

2. Определить подходы к отбраковке труб при прогнозировании объёма замены трубы по результатам ВТД и некоторого объёма шурфового контроля труб.

3. Провести сопоставление полученных результатов с результатами фактической отбраковки труб при капитальном ремонте.

Термин «калибровка» не характерен по отношению к результатам ВТД, тем не менее, он ёмко описывает процесс корректировки размеров, выявленных по результатам ВТД дефектов, путём их верификации посредством наружного обследования в шурфах. Рассмотрим различные подходы к «калибровке».

«Калибровка» методом наименьших квадратов

Наиболее распространённым методом корректировки размеров дефектов является их верификация методами наружного обследования в шурфах и определение корректирующих коэффициентов методам наименьших квадратов. Метод описан в СТО Газпром 2-2.3-361-2009 и во Временной методике. Методики идентичны за исключением одного существенного различия: в [3] говорится про **однотипные** дефекты, чего нет в [1]. Под однотипными дефектами должно пониматься не только тип дефектов, но и класс их размеров, так как характеристики внутритрубного устройства имеют различную погрешность при определении размеров дефектов различных классов. Игнорирование данного факта может привести к существенной ошибке в прогнозировании размеров дефектов. Указанное выше различие влияет на объём дополнительного диагностического кон-

троля (далее – ДДК) в шурфах, так как для применения методики необходимо обследовать не менее 25 дефектов.

Корректность использования данного метода напрямую зависит от объёма предремонтного обследования.

«Калибровка» обобщенным методом наименьших квадратов

Альтернативный метод калибровки описан в [4]. Метод заключается в статистической обработке верифицированных результатов ВТД обобщенным методом наименьших квадратов. Здесь в качестве корректирующего коэффициента выступает функция, зависящая от самого размера дефекта, оценки дисперсии погрешности внутритрубного устройства и известной дисперсии верифицированных дефектов.

Предложения по корректировке методики оценки прогнозируемого объёма замены трубы

Алгоритмы оценки возможности повторного применения труб, заложенные во Временной методике не коррелируют с алгоритмом отбраковки труб при проведении капитального ремонта. В связи с чем, одним из предложений является дополнить методику алгоритмом отбраковки труб. При этом рекомендуется произвести корректировку размеров дефектов по одной из выше описанных методик. После корректировки размеров дефектов применить алгоритм объединения близко расположенных дефектов с учётом погрешности определения их местоположения.

Предлагаемая методика расчёта

1. Корректировка размеров дефектов:
 - а) При отсутствии достоверных данных о наружном обследовании в шурфах (ШО) корректировка на величину заявленной погрешности;
 - б) При наличии достоверных данных ШО вычисляется в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-361.
2. Применение механизма объединения близко расположенных дефектов (СТО Газпром 2-2.3-112). На данном этапе учитывается погрешность определения положения дефектов на трубе (заявленная при отсутствии данных ШО, вычисленная при наличии достоверных данных ШО).
3. Оценка дефектов труб и отбраковка труб в соответствии с положениями «Временной методики...».
4. Оценка дефектов в окрестности вмятин. Расчёт срока безопасной эксплуатации. Расчёт давления испытания.
5. Применение положений «Инструкции по оценке дефектов труб...» на скорректированные результаты ВТД.

Формирование итоговых результатов отбраковки по результатам расчётов в соответствии с Временной методикой и «Инструкцией по оценке дефектов труб...»

При использовании предложенной методики рекомендовано производить корректировку размеров дефектов и объединять близкорасполо-

женные дефекты. Полученная оценка объема замены трубы, рассчитанная по предложенной методике, имеет близкие к фактическому значению при проведении капитального ремонта на существующем участке газопровода.

Точность оценки количества заменяемых при капитальном ремонте труб напрямую зависит от качества диагностического обследования, предшествующего капитальному ремонту.

При оценке количества заменяемых при капитальном ремонте труб помимо корректировки размеров дефектов, выявленных по результатам ВТД и верифицированных по результатам ДДК, целесообразно учитывать вероятность обнаружения дефектов.

Список литературы

1. Временная методика по предремонтному обследованию участков линейной части магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, планируемых к выводу в капитальный ремонт / ОАО «Оргэнергогаз» ; разработ. В. Ф. Наумов. – Москва : ПАО «Газпром», 2016. – 28 с.

2. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании трубопроводов / ООО «Газнадзор» ; В. Н. Медведев [и др.]. – Москва : ОАО Газпром, 2009. – 114 с.

3. Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистрального газопровода : СТО Газпром 2-2.3-361-2009 : утв. и введены в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 20 июля 2009 г. № 213. – Москва : ООО «Газпром экспо», 2010 – 35 с.

4. Целостность и безопасность трубопроводных систем / С. А. Тимашев [и др.]. – Екатеринбург : УрО РАН, 2013. – 590 с.

УДК 621.644.07

Шабашов А.П.

БЕСТРАНШЕЙНЫЙ МЕТОД ВОССТАНОВЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ УСТАНОВКОЙ ВНУТРЕННЕЙ ОБОЛОЧКИ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: в статье рассматриваются вопросы повышения надежности и эффективности эксплуатации трубопроводов. Предметом исследования являются особенности технического перевооружения промысловых трубопроводов.

Abstract: the article addresses the issues of improving the reliability and efficiency of pipeline operation. The subject of research are the features of technical re-equipment of field pipelines.

Ключевые слова: коррозия, полиэтиленовый лайнер, перевооружение.

Keywords: corrosion, plastic liner, rearmament.

Большинство промысловых трубопроводов эксплуатирующихся на месторождениях имеют срок службы более 15 лет. Ежегодно производится замена примерно 2-3 % от общего объема трубопроводов. В результате, ежегодно происходят инциденты, сопровождающиеся выбросами нефти, в том числе в водоемы, и ежегодно количество подобных инцидентов увеличивается.

Одной из причин вышеназванной ситуации является то, что существующая схема эксплуатации большинства месторождений с поддержанием пластового давления за счет закачки в пласт сточной воды способствует повышению агрессивности среды, в которой «работают» трубы при добыче и транспортировке сырья. С увеличением обводненности добываемой нефти скорость коррозии трубопроводов возрастает и применяемые в настоящее время методы ингибиторной защиты не могут решить проблему полностью [1]. Поэтому предлагается применять метод санации, который основан на протяжке внутрь восстанавливаемой стальной трубы полиэтиленового лайнера и применяется для восстановления работоспособности существующих промысловых трубопроводов с несквозными дефектами типа "потеря металла", а также для предотвращения внутренней коррозии при дальнейшей эксплуатации.

Метод санации применяется для промысловых трубопроводов с наружным диаметром до 530 мм, эксплуатирующихся при рабочем давлении до 21 МПа. Для санирования методом протяжки полиэтиленового лайнера с плотной посадкой рекомендуется использовать полиэтиленовые трубы с наружным диаметром на 2-3% больше, чем внутренний диаметр санируемой стальной трубы [2]. При этом температура транспортируемых сред должна быть:

- для нефтепроводов многофазной продукции с газовым фактором более $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и газопроводов - не более 45°C ;
- для нефтепроводов многофазной продукции с газовым фактором менее $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ - не более 60°C ;
- для водоводов - не более 75°C .

В комплекс работ по санации трубопровода включаются следующие виды работ (в порядке технологической последовательности):

- доставка на объект полиэтиленовых труб и необходимого оборудования;
- очистка трассы и подготовка мест проведения работ;
- разбивка объекта на отдельные участки санации и шурфование в местах стыка участков;
- очистка и калибровка санируемого трубопровода;
- вырезка непроходимых калибром участков;
- сварка полиэтиленовой трубы в плети;
- протяжка плети из полиэтиленовых труб внутрь санируемых участков трубопровода;
- приваривание полиэтиленовых фланцев и сборка фланцевого соединения;
- вентиляция межтрубного пространства санируемого трубопровода;

- опрессовка трубопровода;
- рекультивация мест проведения работ.

Максимальное рабочее давление для выбранного лайнера без учета несущей способности стальной трубы рассчитывается по формуле:

$$P = \frac{2 \cdot \sigma}{SDR - 1}, \quad (1)$$

где SDR - стандартное размерное отношение - отношение номинального наружного диаметра трубы к номинальной толщине стенки;

$\sigma = MRS / c$ - кольцевые напряжения в стенке трубы, МПа;

MRS - минимальная длительная прочность - напряжение, соответствующее прочности полиэтилена при температуре +20°C, определенное по результатам гидравлических испытаний полиэтиленовых труб с экстраполяцией на 50 лет с: нижним доверительным интервалом 97,5%, округлённое до ближайшего нижнего значения ряда R10 по ГОСТ 8032;

c - расчетный коэффициент запаса, равный 1,25 для водоводов, 2 для газопроводов и трубопроводов многофазной продукции.

Длина санируемой секции на прямом участке трубы рассчитывается по формуле:

$$L = \frac{F}{1.7 \cdot g \cdot Q}, \quad (2)$$

где F - усилие протяжки, Н;

1,7 - коэффициент трения по внутренней поверхности для длительно эксплуатируемого трубопровода;

Q - масса единицы длины полиэтиленовой трубы, кг/м;

g - гравитационная постоянная, 9,8 м/с².

Техническое перевооружение промышленных трубопроводов путем санирования полиэтиленовым лайнером по данному методу, позволяет:

- создать защиту трубопровода и исключить контакт стального трубопровода с агрессивной транспортируемой средой, предотвращая внутреннюю коррозию при дальнейшей эксплуатации и продлением срока службы санированных трубопроводов до 20 лет;

- увеличить до 10 % пропускную способность трубопровода за счет положительной разницы коэффициента шероховатости и гидравлического трения полиэтиленового лайнера высокой плотности и стальной трубы;

- исключить абразивный износ и отложения на внутренней поверхности полиэтиленового лайнера;

- снизить рабочее давление в трубопроводе без изменения его производительности;

- исключить внутреннюю потерю толщины стенки трубы из-за температурных деформаций в условиях эксплуатации ее в холодной климатической зоне за счет демпферных характеристик внутреннего полиэтиленового покрытия.

Список литературы

1. ГОСТ 9.602-2005. Общие требования к защите от коррозии. – Взамен ГОСТ 9.602-89; введ. 2007-01-01. – Москва : Стандартиформ, 2006. - 60 с.
2. ГОСТ 18599-2001. Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия. – Взамен ГОСТ 18599-83; введ. 2003-01-01. – Москва : ИПК Изд-во стандартов, 2002. - 76 с.
3. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Москва : Дизайнполиграфсервис, 2014. - 527 с.
4. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений : ВНТП 3-85 : утв. М-вом нефтяной промышленности 10.01.86 : введ. в действие с 01.03.86. – Москва : Изд-во стандартов, 1985. - 106 с.

УДК 656.56

Шалай В.В., Мызников М.О., Кононова М.И.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ

Омский государственный технический университет, Омск, Россия

Аннотация: Одним из важнейших путей повышения эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов является энергоресурсосбережение. Рациональная эксплуатация нефтепроводов позволяет не только уменьшить экономические проблемы нехватки энергоресурсов, но и уменьшить вредное воздействие предприятий транспорта нефти на окружающую среду. Значимый эффект в решении проблемы повышения эффективности транспортировки достигается разумным планированием технологических режимов и мероприятий по снижению удельных показателей транспортировки, повышению прибыли и рентабельности нефтеперекачивающего предприятия.

Abstract: One of the most important paths of increase in effectiveness of operation of turnpike oil pipelines is energy resources saving. Rational operation of oil pipelines allows not only to reduce economic problems of shortage of energy resources, but also to reduce harmful effects of the enterprises of transport of naphtha on a surrounding medium. The significant effect in a solution of the problem of increase in effectiveness of transportation is reached by reasonable scheduling of the technological modes and actions for decrease in specific indicators of transportation, increase in profit and profitability of the oil pumping enterprise.

Ключевые слова: нефтепровод, насос, затраты, критерии эффективности.

Keywords: oil pipeline, pump, expenses, criteria of effectiveness.

Одними из основных путей повышения эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов являются рациональное расходование энергоресурсов и энергоресурсосбережение. Проблемам энергосбережения уделяется особое важное место в программах развития не только отдель-

ных предприятий, но и страны в целом. Направления решения этих проблем определяются рядом Российских и Международных документов: Федеральным законом № 261 [11], стандартом ISO 50001:2011 [2], Государственной программой «Энергоэффективность и развитие энергетики» [4], постановлением Правительства РФ №87 [9] и другими документами.

Большинство из этих документов носят рекомендательный характер и подчеркивают необходимость предприятиям в разработке мер по энергосбережению, но детально не излагают порядок разработки, содержание мероприятий, и способы оценки эффекта.

Для выполнения государственных программ на предприятиях разрабатываются планы и программы энергосбережения [3, 5]. Многие предприятия, осуществляющие транспортировку нефти, осуществляют поставку нефти, по объемам и качественным показателям отличную от заложенных в проектах нефтепроводов. Для этих предприятий проблема энергосбережения стоит особенно остро. Начальные решения, заложенные в проект такого нефтепроводного предприятия, не всегда оказываются оптимальными или приемлемыми при текущих условиях эксплуатации [1,7]. Для улучшения показателей энергосбережения таких предприятий чаще всего предлагаются следующие, дающие наибольший эффект по экономии электроэнергии мероприятия:

1. Улучшение характеристик и повышение КПД насосно-силового оборудования.
2. Применение частотного регулирования электропривода магистральных насосов [12, 13].
3. Применение присадок, в том числе противотурбулентных.
4. Замена насосно-силового оборудования.
5. Применение насосов, рассчитанных на разную производительность.
6. Строительство лупингов и параллельных трубопроводов.
7. Оптимизация технологических режимов [8].

Рассматривая каждое мероприятие следует учитывать не только эффект по экономии электроэнергии, которое дает реализация мероприятия, но и затраты на реконструкцию трубопровода, приобретение материалов, рост эксплуатационных расходов, изменение условий эксплуатации, качества транспортируемой нефти и др.

Например, применение противотурбулентных присадок значительно улучшает удельные показатели электропотребления, но высокая стоимость присадки чаще не окупает ее применение для целей экономии электроэнергии. Затраты предприятия на транспортировку нефти при этом возрастают. Т.о., при высокой цене присадки использовать ее следует не как энергосберегающее мероприятие, а при необходимости увеличения пропускной способности технологического участка при существующих ограничениях давления. Аналогичные рассуждения могут быть проведены и для других мероприятий.

Наиболее малозатратным и дающим большой экономический эффект мероприятием представляется оптимизация технологических режимов. Для определения оптимальной комбинации режимов необходимы критерии, на основании которых можно заключить, что одна комбинация режимов лучше другой. Таких критериев существует много. Одни критерии могут показывать электропотребление, другие затраты на приобретение энергоносителей, третьи удельные показатели транспортировки, четвертые определяют степень экологической и промышленной безопасности. И по каждому критерию оптимальное решение может кардинально отличаться от решения, найденного по другому критерию. Следовательно, чтобы говорить об осуществлении программы энергосбережения, требуется универсальный критерий, по которому можно было бы судить, что поставленные цели достигаются.

Программы энергосбережения не являются единственными программами и планами предприятия. Существуют еще и программы ремонта, реконструкции, повышения уровней экологической и промышленной безопасности, экономии материальных ресурсов и оптимизации производственных мощностей, рационального расходования средств, импортозамещения, повышения квалификации персонала и многие другие. Показатели выполнения различных мероприятий планов и программ могут существенно отличаться друг от друга. Кроме того, улучшение одного из показателей из планов или программ может приводить к изменению и даже ухудшению или невыполнению показателей других планов и программ.

Выводы: Все многообразие мер одного плана или программы, направленных на поиск путей повышения эффективности эксплуатации нефтепроводов, не должно рассматриваться в отрыве от других планов и программ предприятия.

Основными универсальными обобщающими критериями, определяющими пути повышения эффективности эксплуатации трубопроводов, и одновременно, показывающими эффективность работы предприятия в целом [6, 14] должны выступать прибыль и рентабельность предприятия.

Для определения целесообразности того или иного мероприятия любого из планов или программ предприятия, необходимо определять влияние этого мероприятия на прибыль и рентабельность предприятия. Кроме этого, следует учитывать взаимное влияние мероприятий из разных планов и программ предприятия друг на друга.

Планирование оптимальной работы предприятия транспорта нефти, включающей и технологические режимы, должно осуществляться не по отдельной программе или плану, а комплексно, с учетом всех существующих программ, для получения максимальной прибыли и рентабельности предприятия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Shalay, V. V. Energy and resource saving in hydrocarbons transportation / V. V. Shalay, M. O. Myznikov, M. I. Gildebrandt // AIP Conference Proceedings. – 2018. – Vol. 2007. – DOI: 10.1063/1.5051957.
2. ISO 50001:2011. Energy management systems – Requirements with guidance for use. – Switzerland, 2011. – 23 p.
3. Богданов, Р. М. Расчет норм потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти / Р. М. Богданов // Нефтегазовое дело. - 2012. - № 1. - С. 47-57.
4. Энергоэффективность и развитие энергетики [Электронный ресурс] : государственная программа Российской Федерации // ГАРАНТ.РУ Информационно-правовой портал. – Режим доступа : <http://base.garant.ru/70644238/>.
5. Гумеров, А. Г. Внедрение энергосберегающих технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / А. Г. Гумеров, К. А. Борисов, А. Ю. Козловский // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 3. - С. 85-88.
6. Мызников, М. О. Оптимизация режимов и энергоресурсосбережение при транспортировке углеводородов / М. О. Мызников // Neftegaz.RU. – 2017. - № 12. - С. 52-57.
7. Мызников, М. О. Эффективность работы магистральных насосов в условиях неполной загрузки нефтепроводов / М. О. Мызников, М. И. Гильдебрандт // Трубопроводный транспорт : тез. докл. XIII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. / УГНТУ. – Уфа, 2018. - С. 351-353.
8. Мызников, М. О. Сравнительный анализ удельных показателей транспортировки нефти на технологических участках / М. О. Мызников, Е. В. Исакова, А. С. Куликов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2013. - № 4 (12). - С. 36-41.
9. О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию : постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. N 87 [Электронный ресурс] // Кодекс Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/902087949>.
10. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в 157 отдельные законодательные акты Российской Федерации [Электронный ресурс] : федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ // ГАРАНТ.РУ Информационно-правовой портал. – Режим доступа : <http://base.garant.ru/12171109/>.
11. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности : федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ // Российская газета. - 2009. - 27 нояб. - Федеральный вып. № 5050 (226).

12. Шабанов, В. А. Целевые функции и критерии оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотном регулировании электроприводе магистральных насосов [Электронный ресурс] / В. А. Шабанов, О. В. Бондаренко // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. - № 4. - С. 10-17. - Режим доступа : http://ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_12.pdf.

13. Шабанов, В. А. Оценка эффективности частотного регулирования магистральных насосов по эквивалентному коэффициенту полезного действия [Электронный ресурс] / В. А. Шабанов, О. В. Кабаргина, З. Х. Павлова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2011. - № 6. - С. 24-29. - Режим доступа : http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_8.pdf.

14. Шалай, В. В. Экономия энергии и ресурсов при транспортировке углеводородов / В. В. Шалай, М. О. Мызников, М. И. Гильдебрандт // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства : материалы 8-й Междунар. науч.-техн. конф. (Омск, 26 февраля - 2 марта 2018) / ОмГТУ. – Омск, 2018. - С. 206-207.

ФЗ
№436-ФЗ

Издание не подлежит маркировке
в соответствии с п. 1 ч. 4 ст.11

Научное издание

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕРМИНАЛ ВЫПУСК 16

В авторской редакции

Подписано в печать 10.06.2019. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 20,00.
Тираж 500 экз. Заказ № 1533.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.