

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Омский государственный технический университет»

ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

Материалы
I Международной научно-технической конференции
для молодых учёных

(Омск, 7 сентября 2020 года)

*Научное текстовое электронное издание
локального распространения*

Омск
Издательство ОмГТУ
2020

УДК 620.19:622.69

ББК 39.7+34.4

T65

Редакционная коллегия:

Ю. А. Краус, канд. техн. наук (отв. редактор);

М. О. Мызников, канд. техн. наук;

И. Н. Квасов, канд. экон. наук;

А. Д. Русанова; Е. С. Гриневич

Транспорт и хранение углеводородов [Электронный ресурс] : материалы I Междунар. науч.-техн. конф. для молодых учёных (Омск, 7 сент. 2020 г.) / Минобрнауки России, ОмГТУ ; [редкол.: Ю. А. Краус (отв. ред.) и др.]. – Электрон. текст. дан. (2,56 Мб). – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2020. – 1 электрон. опт. диск. – Минимальные системные требования: процессор Intel Pentium 1,3 ГГц и выше; оперативная память 256 Мб и более; свободное место на жестком диске 260 Мб и более; операционная система Microsoft Windows XP/Vista/7/10; разрешение экрана 1024×768 и выше; акустическая система не требуется; дополнительные программные средства Adobe Acrobat Reader 5.0 и выше. – ISBN 978-5-8149-3187-0.

Представлены материалы исследовательских работ молодых учёных по проблемам транспорта и хранения углеводородов по следующим направлениям: проектирование, сооружение и эксплуатация магистральных газонефтепроводов; диспетчерско-технологическое управление; энергосбережение; товарно-транспортная работа; метрология.

Издание предназначено для обучающихся по направлениям подготовки бакалавров, магистров, кадров высшей квалификации, занимающихся научными исследованиями в области транспорта и хранения углеводородов.

Ответственность за содержание материалов несут авторы

Издается в авторской редакции

*Электронный оригинал-макет издания
подготовлен на кафедре НГДСиМ*

Дизайн этикетки разработал Ю. А. Краус

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1 Проектирование и эксплуатация, строительство и реконструкция объектов транспорта и хранения углеводородов..... 6

В.Ю. Шумская ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА С МНОГОСЛОЙНЫМИ ВОЛОКНИСТО-ПОРИСТЫМИ ФИЛЬТРУЮЩИМИ ЭЛЕМЕНТАМИ.....	6
В.М. Козленко ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНА В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА	9
А.А. Шарипов, С.В. Ларионов АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО ОТКАЗАМ ПУНКТОВ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА. РАСЧЕТ ИНТЕНСИВНОСТИ ОТКАЗОВ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА	15
А.А. Скоробогатов, А.Е. Белоусов РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА НА МАЛЫХ ПУНКТАХ РЕДУЦИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ АГРЕГАТОВ.....	17
И.А. Горунов МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗОНЫ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОПРОВОДАХ, ПРОЛОЖЕННЫХ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА	18
А.С. Щетинин, В.Г. Автюхов, Д.М. Айдульдинов РАЗРАБОТКА УКРЕПЛЕНИЙ ТРАНШЕИ ТРУБОПРОВОДА В ОБОВДНЕННЫХ ИЛИ СЫПУЧИХ ГРУНТАХ	19
К.В. Сивун, М.М. Башкин, В.Р. Шарапова РАЗРАБОТКА ТИПОВОЙ КОНСТРУКЦИИ СТАЦИОНАРНОГО БЕРЕГОВОГО РУБЕЖА ЗАДЕРЖАНИЯ НЕФТИ.....	21
М.Ю. Красицова, Ю.Р. Ямалиева АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ СТАБИЛИЗАЦИИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД ВСЛЕДСТВИЕ ИХ ДЕГРАДАЦИИ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ГЛОБАЛЬНОГО ПОТЕПЛЕНИЯ.....	22
В.Д. Гаан, М.А. Таймасов РАЗРАБОТКА НОВОГО ТИПА КОНСТРУКЦИИ КРОВЛИ РЕЗЕРВУАРА С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЯ ОСАДКОВ В ЗИМНИЙ ПЕРИОД	24
И.Ю. Грушевский, И.Ю. Грушевский УВЕЛИЧЕНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ, ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЧИСТЯЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ.....	26
И.В. Житников МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОКОВ ВОДЫ С УЧЕТОМ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЙОНА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ	28
А.С. Бородихин, Д.А. Пыхтеева, И.В. Басалаев ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ПРОЧНОСТНОГО РАСЧЁТА ТРУБОПРОВОДА.....	29
Д.М. Овчаренко, Е.И. Раздобреев АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ИНДУКЦИОННЫЙ НАГРЕВ ВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ	31
Н.М. Онбаев, А.А. Олейник, А. Апушев, А.И. Салако, Г.Ж. Сейтенова МОНИТОРИНГ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕСПИЛОТНЫХ И ПИЛОТИРУЕМЫХ СРЕДСТВ.....	33
В.В. Бабаев, К.Е. Дорофеев, Я.М. Смазнова СПОСОБЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ АВИАПАТРУЛИРОВАНИЯ ТРАССЫ	36

В.А. Бессарабов ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА СБОРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ	38
В.А. Шеремета, Р.В. Маркарян МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ВЫБОРОЧНЫМ РЕМОНТОМ НА линейной части магистрального нефтепровода	39
Ю.А. Гуляева, А.С. Кувычко, А.Н. Усина БЕСТРАНШЕЙНАЯ ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДА В СЫПУЧИХ И УВЛАЖНЕННЫХ ГРУНТАХ	40

Секция 2 Механо-энергетическое оборудование, защита от коррозии 42

В.В. Гребенкин, В.В. Рындин МОДЕРНИЗАЦИЯ ВЫСОКОНАПОРНОГО НАСОСА УСТАНОВКИ ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ.....	42
А.Б. Зенов, Д.А. Айтуаров МЕТОДЫ БОРЬБЫ С РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИЕЙ	44
Я.Д. Нгуака ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА	47
Т.К. Чипизубова, А.И. Шапошникова, Н.А. Чебаков, А.Я. Ляшков СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ РАСЧЕТА КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	48
Е.С. Удалова, А.А. Литвин ПРИМЕНЕНИЕ СУПЕРМАХОВИКОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	50

Секция 3 Диспетчерско-технологическое управление, товарно-транспортная работа и метрология 53

А.М. Овчаренко, Д.М. Овчаренко ВЛИЯНИЕ НИЗКОЧАСТОТНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО ПОЛЯ НА ИЗМЕНЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СЛАБОСЖИМАЕМЫХ ВЯЗКИХ СРЕД.....	53
Е.О. Штанько ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА	57
В.А. Самойлов РАЗРАБОТКА МОДУЛЯ ПО РАСЧЁТУ ХАРАКТЕРИСТИК МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА В ТРУБАХ	59
В.А. Иванов ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА	61
В.А. Барынькин, В.В. Пшеничникова ОГРАНИЧЕННОСТЬ РЕСУРСОВ КАК СТИМУЛ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ	64
А.Е. Клёстер, В.В. Чумаченко РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОТКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТА ИЗ РЕЗЕРВУАРА НИЖЕ МИНИМАЛЬНОГО УРОВНЯ ВЗЛИВА.....	66
Л.Е. Землеруб, А.В. Машкова СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ НЕФТИ И ОТБОРА ПРОБ В РЕЗЕРВУАРАХ, ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	69
А.Ю. Васильев ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ БЛОКА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ	71



В.А. Галстян ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	72
В.В. Гусев, А.А. Кичигина РЕСУРСОБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ЗАКАЧИВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ.....	74
М.М. Юсупов ПОВЫШЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ НЕФТЕПРОВОДУ	77
А.В. Милованова ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ.....	79

Секция 1

**Проектирование и эксплуатация, строительство и реконструкция
объектов транспорта и хранения углеводородов**

УДК 622.279.8

В.Ю. Шумская

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА С
МНОГОСЛОЙНЫМИ ВОЛОКНИСТО-ПОРИСТЫМИ ФИЛЬТРУЮЩИМИ
ЭЛЕМЕНТАМИ**

*Государственное научное учреждение «Институт механики металлополимерных систем
имени В. А. Белого Национальной академии наук Беларуси», г. Гомель, Беларусь*

Ключевые слова – очистка природного газа, сепаратор, коалесцентные фильтрующие элементы, волокнисто-пористые материалы

В настоящее время требования к качеству очистки природного газа определяются отраслевыми стандартами СТО Газпром 089–2010 и СТО Газпром 2-2.1 588–2011 [1, 2]. В этих документах значительно усилены требования по присутствию в природном газе капельной жидкости. Для обеспечения этих требований все большее применение находят комбинированные сепараторы, в которых последней ступенью очистки являются коалесцентные фильтрующие элементы, выполненные из волокнисто-пористых материалов [3, 4]. Однако особенности разделения газожидкостных потоков в таких фильтрах, в частности, локализация отфильтрованной жидкой фазы, изучены недостаточно.

Целью настоящей работы является повышение эффективности многослойных волокнисто-пористых коалесцеров и изучение особенностей разделения газожидкостных потоков на входе и выходе фильтрующих элементов.

Для достижения поставленной цели была разработана методика и изготовлен лабораторный стенд [5]. Особенностью конструкции стенда является то, что измерительная ячейка позволяет регистрировать параметры отделения жидкости как со стороны входа газожидкостного потока, так и со стороны его выхода из фильтрующей перегородки.

Изучены фильтрующие характеристики волокнисто-пористых материалов из: полипропилена (ФВП, МБ, МБК, ОДО «Научно-технический центр ЛАРТА», РБ), полиэфира (ПЭФ G4, УП «Уминекс», РБ), фторопласта-4 (Грифтекс, ИММС НАН Беларуси, РБ), борсиликатного стекла (стеклобумага Н13, Н14, Xiamen R&J Filtration Co.,Ltd, КНР) и их сочетаний. В качестве модельной жидкости была использована эмульсия воды и керосина (углеводородная составляющая). Все эксперименты проводились при объемном расходе воздушного потока 15 литров в минуту и скорости набегания потока на фильтрующую перегородку 0,07 м/с в течение 300 минут. Полученные результаты представлены в таблице.

Как следует из полученных данных, количество жидкости для различных материалов, отделенное на входе и выходе из фильтрующей перегородки, существенно отличается. При этом не менее четверти жидкости в потоке отделяется на входе в фильтр. В реальном сепараторе эта жидкость, вытекая из фильтроэлемента, будет вновь подхватываться потоком газа и возвращаться на фильтрующую перегородку, увеличивая жидкостную нагрузку и снижая эффективность фильтрующего элемента.



Таблица. Эффективность отделения жидкости различными фильтрующими перегородками и значения перепада давления на них

Фильтрующая перегородка	Жидкость на входе, г	Жидкость на выходе, г	Общее количество отделенной жидкости, г	Перепад давления, кПа
ФВП-ПЭФ G4-МБ-ФВП	27,54	56,76	84,3	0,43
ФВП-МБК-МБ-Грифтекс-ФВП	29,6	51,12	80,72	1,53
ФВП-МБК-Грифтекс-Н14-ФВП	81,7	3,34	85,04	4,69
ФВП-МБК-Н13-Н14-ФВП	45,62	6,9	52,52	6,13

Для устранения возможности захвата отделенной жидкости набегающим потоком разработан сепаратор для очистки газа (рис. 1), содержащий корпус 1 с патрубком входа неочищенного газа 2, патрубком выхода очищенного газа 11 и патрубком выхода жидкости 6 и расположенных в корпусе газораспределительного устройства 5, над которым расположена тарелка 3 с прямоточными центробежными сепарационными элементами 4 и сливными трубами 12. Над указанной тарелкой расположена комбинированная сепарационно-фильтрующая секция, выполненная в виде двух установленных одна над другой тарелок, верхняя 9 из которых содержит фильтрующие элементы 10, каждый из которых выполнен из чередующихся коалесцирующих и дренажных слоев фильтрующего материала, и сливные трубы 13 для отвода жидкости, стекающей с наружной поверхности фильтрующих элементов, а нижняя тарелка 8 содержит патрубки подачи газа 7 непосредственно внутрь фильтрующих элементов верхней тарелки. Патрубки подачи газа выполнены соосно с зазором относительно фильтрующих элементов для дополнительного отвода через кольцевой зазор, образованный внутренним диаметром фильтрующих элементов и наружным диаметром патрубков подачи газа в фильтрующие элементы, жидкости, стекающей с внутренней поверхности фильтрующих элементов и сливных труб 14 для отвода этой жидкости. Причем по меньшей мере, один коалесцирующий слой фильтрующих элементов выполнен из волокнисто-пористого фторопласта-4 «Грифтекс», который обладает высокими значениями гидрофобности и олеофобности.

Как установлено в результате экспериментов, от 30 до 70 % отделяемой жидкости, в зависимости от ее состава и применяемых фильтрующих материалов, стекает вниз по внутренней поверхности фильтроэлемента. В разработанной конструкции сепаратора жидкость, стекающая по внутренней поверхности фильтроэлемента через зазор между патрубком подачи газа и внутренней поверхностью фильтроэлемента, попадает на расположенную ниже тарелку и через трубы отводится в нижнюю часть сепаратора. Таким образом, отфильтрованная жидкость отводится от входного потока и не захватывается им. Жидкостная нагрузка на фильтроэлемент и перепад давления на нем не возрастают, не происходит также и увеличения содержания жидкости в дренажном слое, что в конечном итоге увеличивает эффективность разделения газожидкостных потоков.

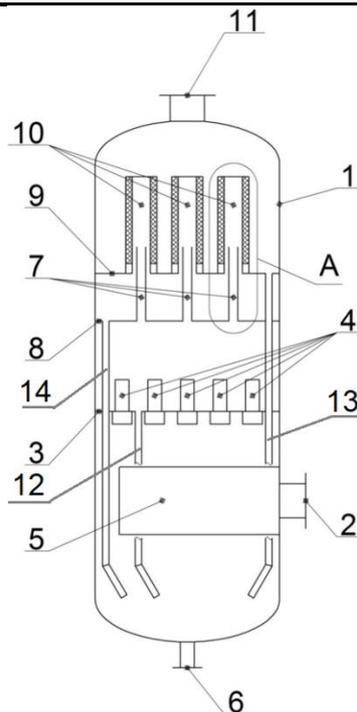


Рис 1. Конструкция сепаратора для очистки газа (обозначения см. в тексте)

Применение в качестве одного или нескольких коалесцентных слоев фильтроэлемента супергидрофобного/олеофобного волокнисто-пористого фторопласта положительно сказывается на скорости коалесценции капель и, как следствие, позволяет повысить степень очистки газа от капельной жидкости даже при больших значениях скорости газового потока. Все это позволяет значительно снизить габариты сепаратора и соответственно их материалоемкость.

Предложенная конструкция реализована на одном из газодобывающих предприятий при модернизации существующего сепаратора. Применение данной конструкции позволило уменьшить унос капельной жидкости с 27-30 до 7-8 мг/м³.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – 25.10.2010. – Москва: ОАО «Газпром», ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», ООО «Информационно-рекламный центр газовой промышленности», ООО «Газпром экспо», 2010. – 19 с.
- [2] СТО Газпром 2-2.1-588-2011. Типовые технические требования к технологическому оборудованию для объектов добычи газа. – Москва: ОАО «Газпром», ОАО «ВНИПИгаздобыча», ООО «Газпром экспо», 2012. – 117 с.
- [3] Фарахов Т.М. Высокоэффективное сепарационное оборудование очистки природного газа от дисперсной среды / Т.М. Фарахов, А.Р. Исхаков, Р.М. Минигулов // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 6. – С. 263–277.
- [4] Аль Раммахи Мустафа М.М. Гидродинамические характеристики инерционно-фильтрующих сепараторов : дис. к.т.н. : 05.17.08 / Аль Раммахи Мустафа М.М. . – М., 2014. – 208 л.
- [5] Шумская В.Ю. Изучение фильтрационных характеристик пористых слоев многослойных пористых систем/ В.Ю. Шумская// Новые функциональные материалы, современные технологии и методы исследования: матер. V Республиканской научно-технической конференции молодых ученых.–Гомель: ИММС НАН Беларуси, 2018.–57с.

В.М. Козленко
**ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНА В КАЧЕСТВЕ
МОТОРНОГО ТОПЛИВА**

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – метан, сжатый природный газ, экологическая безопасность, автомобильная газовая наполнительная компрессорная станция (АГНКС)

Рациональное использование газообразного топлива с наибольшей реализацией его технологических достоинств позволяет получить значительный экономический эффект, а применение газа в качестве моторного топлива позволяет оздоровить воздушный бассейн в городах и промышленных центрах.

На территории Омской области успешно претворяется в жизнь программа газификации природным газом населенных пунктов области, однако, количество автомобилей, имеющих возможность использовать природный газ в качестве моторного топлива составляет единицы, вследствие чего строительство автомобильных заправочных станций на метане становится не рентабельно.

В настоящее время необходимость применения альтернативных видов топлива назрела также в связи с тем, что добыча нефти становится все более дорогим удовольствием, ее запасов по экспертным оценкам (запасы, которые могут быть извлечены при нынешнем уровне развития техники и технологии) должно хватить не более чем на 50-70 лет.

В свою очередь ужесточения требований к содержанию оксидов серы, азота и углерода, твердых частиц в выбросах также способствует использованию альтернативных, более экологичных видов топлива.

Целью настоящей работы является определение преимуществ использования метана в качестве моторного топлива в сравнении с другими видами углеводородного топлива, а также рассматривается вариант экономической целесообразности строительства АГНКС в г. Омске.

В соответствии с поставленной целью необходимо решить следующие задачи:

- выявить преимущества использования метана в качестве моторного топлива;
- определить потенциальных потребителей, имеющих возможность использовать метан в качестве моторного топлива;
- вникнуть в проблемы сдерживающие развития рынка газомоторного топлива;
- произвести экспертный расчет рентабельности строительства АГНКС в г. Омске.

Использование метана в качестве моторного топлива имеет ряд преимуществ перед традиционными видами топлива.

Во-первых, он дешевле их в 2-3 раза, во-вторых, имеет более высокие экологические показатели (количество вредных выхлопов сокращается на 80% и более), и, в-третьих, относительно безопасен в использовании.

Из табл. 1 очевидно, что метан обладает только тремя недостатками по сравнению с другими видами топлива. Причем проблема наличия АГНКС и специалистов по газобаллонной аппаратуре решаема, а высокая стоимость оборудования быстро окупается за счет экономии на самом топливе. При этом по большинству показателей метан превосходит как бензин, так и пропан-бутан.

В отличие от бензина и дизельного топлива, керосина метан не проходит сложных процессов очистки, он непосредственно готов к применению в качестве экологического



топлива. Природный газ очень хорошо подходит для работы камер сгорания и имеет лучшее качество сгорания из-за термодинамических характеристик.

Таблица 1. Сравнительный анализ качеств основных моторных топлив

Метан	Пропан-бутан	Бензин
Не образует нагара и не разжижает моторное масло. Низкий износ деталей двигателя, снижение частоты замены моторного масла.	Не образует нагара и не разжижает моторное масло. Низкий износ деталей двигателя, снижение частоты замены моторного масла.	Образует масляный нагар, сажу, окисляет, разлагает и разжижает моторное масло, снижая смазочные свойства.
Используется для заправки в природном виде, не требует переработки.	Попутный нефтяной газ, смесь газов (пропана и бутана) в разных пропорциях.	Требуется переработка нефти.
Доставляется на АГНКС по газопроводу.	Доставляется в цистернах.	Доставляется в цистернах.
Известных запасов природного газа хватит как минимум на 200 лет.	Является производным от нефти и его запасы закончатся вместе с нефтью через 50-70 лет.	Известных запасов нефти хватит на 50-70 лет.
Низкая себестоимость.	Себестоимость ниже, чем бензина, но выше, чем метана.	Высокая себестоимость, имеющая тенденцию к росту.
Высокая стоимость оборудования автомобиля.	Невысокая стоимость оборудования автомобиля.	Не требует дополнительного оборудования.
Низкое изменение свойств при низких температурах.	Резкое ухудшение свойств при низких температурах.	Низкое изменение свойств при низких температурах.
Самый высокий класс безопасности среди горючих веществ (4 класс)	Самый низкий класс безопасности (2 класс)	Средний класс безопасности (3 класс)

В отношении производительности газовое топливо проявляет очевидные преимущества перед бензином, например, полнота сжигания топлива в двигателе внутреннего сгорания и хорошая теплоотдача исключают образование осадка и частиц, которые скапливаются в масле. Таким образом, продлевается срок службы двигателя. Еще одним преимуществом является простота технического обслуживания транспорта на метане, которое не требует детального и дорогостоящего вмешательства. Соответственно использование двигателя на газе требует минимальных затрат по эксплуатации. Основные экономические преимущества основываются на разнице стоимости бензина и метана и на повышенном ресурсе «газовых» двигателей. Рыночная цена метана на данный момент в более чем в 2,5 раза ниже бензинов и дизельного топлива.

Природный газ воспламеняется медленнее, чем бензин или дизельное топливо, в результате отсутствует детонация и, как следствие, существенно снижается нагрузка на элементы и узлы цилиндра-поршневой группы, двигатель работает тише и «мягче». Газовое



топливо не смывает масляную пленку со стенок цилиндров, тем самым снижая трение и уменьшая износ двигателя. При сгорании газа образуется меньше твердых частиц и золы, вызывающих повышенный износ цилиндров и поршней двигателя.

Метан нетоксичен и не опасен для здоровья человека. В сравнении с другими видами топлива, метан обладает более высокой точкой возгорания. Температура самовозгорания метана (595°C) в два раза превышает температуру самовозгорания жидких горючих материалов. Данное свойства способствуют значительному уменьшению риска возникновения пожара.

Метан - газообразное вещество, обладающее низкой плотностью относительно воздуха, поэтому в случае утечки метан поднимается, распределяясь в атмосфере, не застаивается над поверхностью земли, образуя места с опасным уровнем концентрации.

Экологичность. Самым первым и немаловажным преимуществом природного газа есть экологическая безопасность для окружающей среды и природы в целом. Постоянно растущее количество автомобилей оказывает отрицательное воздействие на окружающую среду. Сжигание бензина и дизеля неизбежно ведет к загрязнению окружающей среды – большим выбросам свинца и серы. Ежегодно автопарк России (54 млн. единиц транспортных средств) выбрасывает с отработанными газами 15 млн. тонн вредных веществ - это 46 % общих промышленных выбросов в атмосферу (табл. 2). В больших городах доля автовыбросов достигает 80...90%. В Омске сосредоточено половина всех выбросов от автотранспорта по Омской области – 87,1 тыс. тонн.

Таблица 2. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух
(поданным Росприроднадзора) [2]

Показатель	Годы	
	2016	2018
Выброшено, всего	31617	32327
в том числе от стационарных источников	17349	17068
в том числе от передвижных источников	14268	15259
из них автомобильным транспортом	14105	15108
железнодорожным транспортом	163	151
Удельный вес выбросов загрязняющих веществ автомобильным транспортом в общем объеме загрязняющих веществ, %	44,6	46,7

Исследования в области токсичности, проведенные в разных странах, показывают, что при замене бензина сжатым газом, выброс ядовитых веществ снижается: окиси углерода в 5-10 раз, углеводорода в 3 раза, оксида азота в 1,5-2,5 раза.

Природный газ по своей экологичности уступает лишь водороду и электричеству. Не случайно Европейская экономическая комиссия ООН приняла резолюцию от 12 декабря 2001 года о переводе к 2020 г. 23 % европейского автотранспорта именно на альтернативные топлива, в том числе 10 % - на природный газ, 8 % - на биогаз и 5 % - на водород.

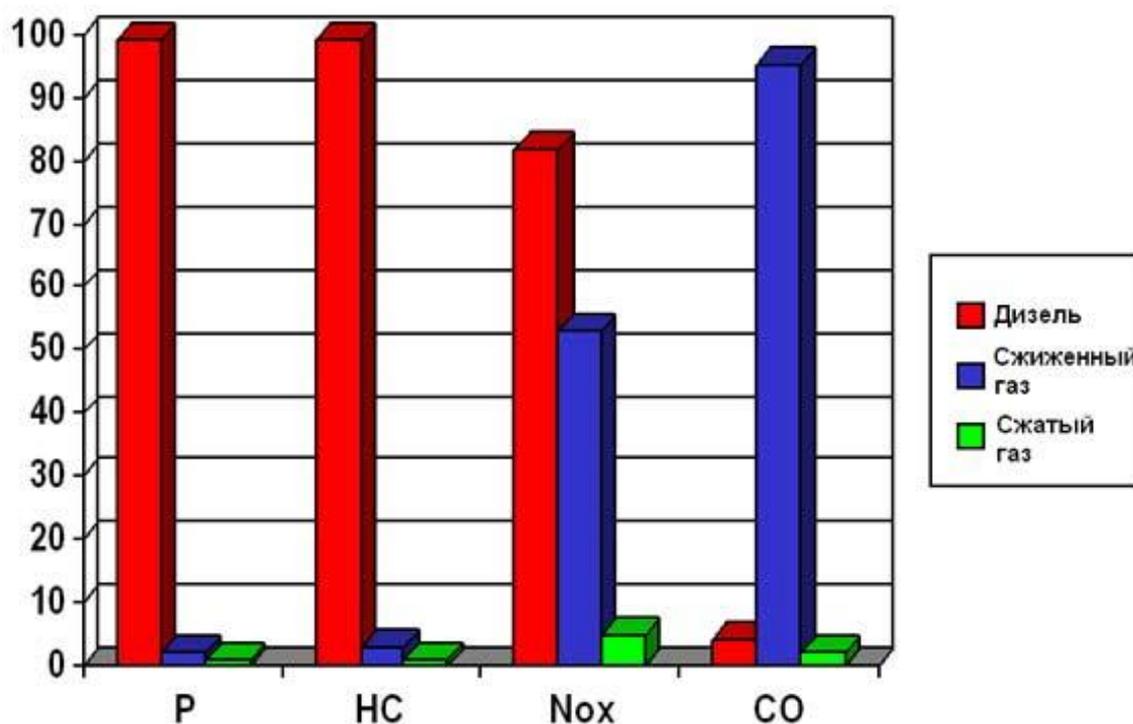


Рис. 1. Количество вредных выбросов, в зависимости от вида топлива

Значительный сегмент грузопассажирских перевозок осуществляется автотранспортными средствами, работающими на дизельном топливе. В России доля транспортных средств, работающих на метане, до сих пор остается крайне низкой - на автотранспорт, потребляющий компримированный природного газ, приходится менее 1% общероссийского парка (смотри табл. 3).

Таблица 3. Наличие грузовых автотранспортных средств по Российской Федерации¹
(на конец 2018 года; единиц)

	Всего	из них имеющие возможность использования природного газа в качестве моторного топлива		
		всего	в том числе:	
			компримированно го природного газа	сжиженного природного газа
А	1	2	3	4
Российская Федерация	6 489 777	376 809	60 820	315 989
Новосибирская область	109 517	883	71	812
Омская область (грузовых)	79 240	-	-	-

¹⁾ По данным МВД России



Газомоторное топливо проникает на все виды транспорта. Использование метана можно увидеть на железнодорожном транспорте (магистральные газотурбовозы) [5], водном транспорте (использование СПГ-судов) [3].

На воздушных судах применяют синтетическое жидкое топливо (СЖТ) из природного газа (газовый керосин), позволяющее экономить авиакомпаниям миллиарды долларов [6]. Используют метан и в качестве ракетного топлива («жидкий кислород - сжиженный метан») двигатели ракеты Илона Маска «Crew Dragon», тем самым значительно снижая себестоимость космических полетов.

Таблица 3. Экономия при переводе автотранспорта на газ

Автомобиль	Вид топлива	Стоимость, руб/л.	Расход топлива на 100 км.	Стоимость суточного пробега 250 км., руб.	Затраты на топливо за месяц, руб.	Затраты на топливо в год, руб	Экономия за год (метан), руб
Газель (инжектор)	АИ- 95	45	14	1575	34650	415800	258720
	метан	17	14	595	13090	157080	
	ДТ	48	13	1560	34320	411840	254760
ПАЗ 32053	АИ- 92	41	32	3280	72160	865920	551760
	метан	17	28	1190	26180	314160	
	ДТ	48	27	3240	71280	855360	541200

Переход на газовое топливо при относительно невысоких инвестициях дает на выходе существенное сокращение затрат на топливо, быструю окупаемость, повышение износостойкости двигателя и сокращение экологического ущерба. Соотношение потребления автотранспортом 1 куб. метра газа к 1 литру бензина составляет 1,15. Фактически, газа потребляется на 15% больше, но при этом отпускная стоимость газа (при средней цене 17 рублей за 1 куб. м) в два с половиной раза меньше средней цены на литр бензина. Соответственно, экономическая эффективность метана для потребителей выше бензина/дизельного топлива в среднем 2,5 раза.

Государственная поддержка. Согласно Распоряжению председателя правительства РФ, органам государственной власти субъектов Российской Федерации рекомендовано начиная с 1 января 2014 г. снизить налоговые ставки транспортного налога для транспортных средств, использующих природный газ в качестве моторного топлива.

Министр энергетики Александр Новак предложил в два раза увеличить долю субсидий на перевод автомобилей физических лиц и малого бизнеса с бензина на газомоторное топливо [7].



Ранее процент субсидии составлял 30%, а если предложение будет принято, то он будет составлять 60% от стоимости переоборудования. Также 30% расходов оплатит компания "Газпром", а владельцам автомобилей останется заплатить всего 10%.

Итак, мы пришли к выводу о целесообразности использования метана в качестве моторного топлива, вследствие ряда его особенностей – это безопасностью использования (в сравнении с СУГ, бензином), экологичностью, экономической выгодностью вследствие низкой себестоимостью и государственной поддержке. Но для его использования необходимо строительство развитой сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС), а для их окупаемости наличие автомобилей, имеющих возможность использования природного газа в качестве моторного топлива (в мировой практике на одну АГНКС приходится 500 единиц транспортной техники).

Международное энергетическое агентство недавно опубликовало свой доклад - 2020 Global Energy Review - в котором говорится, что спрос на энергию в 2020 году упадет на 6%. Это самый большой спад за 70 лет в процентном выражении, самый большой спад за всю историю в абсолютном выражении и семикратный спад после мирового финансового кризиса 2008 года. По прогнозам, это приведет к рекордному падению выбросов углерода почти на 8%, что является самым низким уровнем за последнее десятилетие.

Планета Земля и ее обитатели получили возможность, спасательный круг, который необходимо уважать и использовать в своих интересах. И хотя есть много положительных результатов, которые, вероятно, выйдут из Постпандемической эпохи, с энергетической точки зрения, метан в его ископаемых и возобновляемых формах и водород выделяются как потенциальные герои для более чистого будущего.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель к.т.н., доцент Мальцев Василий Николаевич.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2018 году». М.: Минприроды России; НПП «Кадастр», 2019.- 844 с.
- [2] Федеральная служба по надзору в сфере природопользования. Обобщенные данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферный воздух от передвижных источников (автотранспорта и железнодорожного транспорта) в разрезе городов, субъектов, федеральных округов Российской Федерации [Электронный ресурс].–URL: <https://data.gov.ru/opendata/7703381225-transport> (08.08.2020)
- [3] Транспорт на альтернативном топливе № 6 (66) [Электронный ресурс].–URL: <http://https://ngvrus.ru/file/journal-history/tat-n-6-66-2018.pdf> (08.08.2020)
- [4] Рынок КПП: мировой опыт развития и уроки для России [Электронный ресурс].–URL: [https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-cng-market-world-development-experience-and-lessons-for-russia/\\$File/ey-cng-market-world-development-experience-and-lessons-for-russia.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-cng-market-world-development-experience-and-lessons-for-russia/$File/ey-cng-market-world-development-experience-and-lessons-for-russia.pdf) (16.06.2020)
- [5] РЖД намерены сократить потребление дизельного топлива [Электронный ресурс].–URL: <https://gudok.ru/content/mechengineering/1438233/> (08.10.2018)
- [6] Природный газ как моторное топливо [Электронный ресурс].–URL: http://www.pro-gas.ru/images/data/gallery/0_5715_Gaz_kak_toplivo-doklad.p (16.06.2020)
- [7] Правительство оплатит 60% расходов при переводе машин с бензина на газ [Электронный ресурс].–URL: <https://www.rbc.ru/business/16/06/2020/5ee1ee6e9a79472a643177c8> (16.06.2020)



А.А. Шарипов, С.В. Ларионов

АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО ОТКАЗАМ ПУНКТОВ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА. РАСЧЕТ ИНТЕНСИВНОСТИ ОТКАЗОВ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

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

Ключевые слова – пункт редуцирования газа, регулятор давления, показатели надежности, интенсивность отказов

Под надежностью подсистемы газораспределения понимается свойство, заключающееся в своевременной поставке необходимого количества газа потребителю с соблюдением всех требуемых технологических параметров в течении установленного периода времени [1]. Несмотря на достаточно большой объем выполняемых работ по поддержанию уровня надежности пунктов редуцирования газа (ПРГ), полностью исключить нештатные ситуации на данный момент не удастся. Подобного рода отказы связаны с многомиллионными потерями газораспределительных организаций. Но стоит обратить внимание на то, что помимо финансовой стороны отказа, существует и социальная, которая в свою очередь является более серьезной и не восполняемой. В таблице представлены результаты анализа статистических данных по отказам оборудования ПРГ за период с 2017 года по 2019 год в газораспределительной организации, количество потребителей которой составляет порядка 7,3 млн. человек.

Таблица. Количество отказов оборудования ПРГ

Год	Количество отказов по типам оборудования ПРГ, шт.				Кол-во отказов за год, шт.
	Предохранительно-запорное устройство (ПЗК)	Предохранительно-сбросное устройство (ПСК)	Фильтр	Регулятор давления	
2017	2	2	2	42	48
2018	6	0	0	38	44
2019	2	1	0	35	38

По таблице видно, что наибольший удельный вес приходится на отказы регуляторов давления газа, следовательно, узел редуцирования в ПРГ является «тонким» элементом, который требует более тщательного изучения [2]. На рис. 1 представлены результаты обработки данных за три года по отказам регуляторов давления газа с классификацией по типам отказов и моделям регуляторов.

В рамках первого приближения по определению показателей надежности ПРГ возможно рассчитать показатель безотказности регулятора давления газа, а именно интенсивность отказов. Данный параметр определяется как отношение числа объектов, отказавших в единицу времени, к среднему числу объектов, исправно работавших на рассматриваемом промежутке времени, рассчитывается по следующей формуле:

$$\lambda = \frac{\Delta n(t, \Delta t)}{N(t)\Delta t}, \quad (1)$$

где $N(t)$ – число объектов, исправных к моменту времени t , штук; $n(t)$ – число объектов, отказавших к моменту времени t , штук; $\Delta n(t, \Delta t)$ – число объектов, отказавших именно в интервале времени $[t, t+\Delta t]$, штук.



Далее проводятся расчеты по определению интенсивности отказов для регуляторов давления газа для периода, который рассматривался при анализе причин отказов. Таким образом можно сделать вывод о том, для регуляторов типа РДУК присутствует необходимость в изменении периодичности проведения технического осмотра и обслуживания, так как именно у этого типа регулятора давления газа достаточно высокое значение интенсивности отказов (0,0053 1/год) по сравнению с аналогичным оборудованием ПРГ (значение интенсивности отказов для модели регулятора РДП составляет 0,0009 1/год). В дальнейшем возможно определение других показателей надежности системы в целом, таких как коэффициент оперативной готовности и т.д., с целью улучшения качества технического обслуживания и мониторинга состояния оборудования сетей газораспределения.

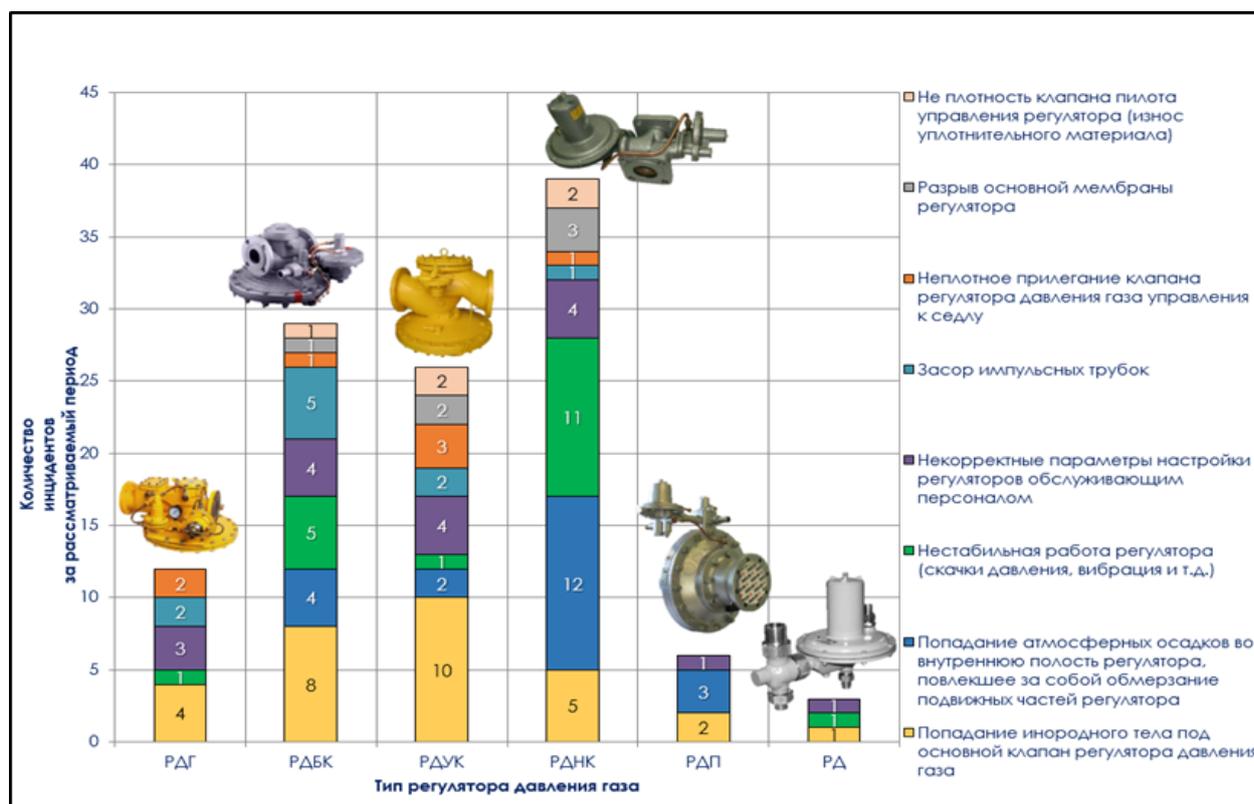


Рис. 1. Данные по отказам с учетом модели регулятора давления газа

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Фастов Л.М. Надежность систем газоснабжения: монография / Л.М. Фастов. – Саратов: Сарат. гос. техн. ун-т, 2012. –148 с.
- [2] ГОСТ Р 54983-2012 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация. - М.: Стандартинформ, 2013. – 98 с.

УДК 621.438 : 621.51

А.А. Скоробогатов, А.Е. Белоусов

РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА НА МАЛЫХ ПУНКТАХ РЕДУЦИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ АГРЕГАТОВ

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

Ключевые слова – редуцирование, детандер, генератор, выработка энергии, регулирование давления

В работе предлагается обоснование создания и использования регулируемого детандер-генераторного агрегата, описывается принцип работы изобретения, которое относится к области газовой промышленности и может использоваться для регулирования давления природного газа на линии редуцирования.

Техническим результатом является возможность регулирование давления природного газа на линии редуцирования (ГОСТ Р 56019-2014), и выработка энергии на детандер-генераторном агрегате, которое может использоваться на которая может быть затрачена на обеспечение энергией ГРС и других энергопотребляющих ресурсов.

Результат достигается тем, что используется асинхронный генератор [1], преимущество которого обоснованы в работе. Генератор связан с системой управления. Система управления отслеживает значения с датчика давления и осуществляет регулирование параметра генератора путем изменения добавочных сопротивлений в цепь ротора. Остальная часть системы управления необходима чтобы обеспечить приемлемое качество электроэнергии, передаваемое от генератора потребителям.

Темы является актуальной по нескольким пунктам. Во-первых, энергетическая политика России (распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р) согласно которой должно достигаться является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов. Во-вторых, развития сетей газораспределения, которое влечет за собой увеличение количества пунктов редуцирования. В-третьих, возможность работы в сетях среднего и низкого давления, учитывая то, что имеющиеся средства утилизации энергии газового потока применяются в основном в сетях высокого давления.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

[1] Общий курс электропривода / Чиликин М.Г., Сандлер А.С. – М.: Энергоиздат, 1981 г.–566 с.

И.А. Горунов

МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗОНЫ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОПРОВОДАХ, ПРОЛОЖЕННЫХ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – газопровод, гидраты, условия крайнего севера

Нормальная эксплуатация магистрального газопровода может быть обеспечена при качественной осушке природного газа на промысловых пунктах подготовки. Наличие влаги в газе при некачественном ее отделении часто является причиной образования газовых гидратов.

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.

Актуальность проблемы исследования заключается в том, что в условиях Крайнего Севера высока вероятность образования гидратов.

Целью является подбор эффективной методики для предупреждения и ликвидации гидратообразований на промыслах в условиях Крайнего Севера и создание программного обеспечения на её основе.

Задачи, которые необходимо решить для достижения поставленной цели: рассмотреть общие методы борьбы с гидратообразованием; подобрать методику для предупреждения и ликвидации гидратов на месторождении; разработать алгоритм программного обеспечения.

В ходе исследования данной проблемы был проведен анализ различных методик борьбы с гидратообразованиями. По итогу которого был составлен план для написания программы, которая позволит просчитывать возможный участок возникновения гидратов, а также, количество метанола или другого ингибитора для борьбы с ними. Анализ нормативной документации позволил найти необходимые формулы. Затем началась разработка программы на языке Python для достижения необходимого результата. По итогу программа сможет выводить необходимые данные, которые в дальнейшем можно будет применить во время эксплуатации газопроводов для борьбы с гидратами. Затем будет сравнение результатов созданной программы и данных с промысла. Если расхождение будет минимально, то данное программное обеспечение можно будет предложить компании для дальнейшего использования.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель – доцент, к.т.н. Краус Юрий Александрович.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия.
- [2] ВРД 39-1.13-010-2000 Инструкция по расчету нормативов потребления метанола для использования в расчетах предельно допустимых или временно согласованных сбросов метанола для объектов ОАО «Газпром»
- [3] Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин. – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2004.–252 с.
- [4] Дегтярев Б.В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в Северных районах / Б.В. Дегтярев, Э.Б. Бухгалтер. – Москва: Недра, 1976.–198 с.
- [5] Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промышленной обработки газа, и нефти / В.А. Истомин.– М.: ВНИИЭгазпром, 1990.–214 с.



А.С. Щетинин, В.Г. Автюхов, Д.М. Айдульдинов
**РАЗРАБОТКА УКРЕПЛЕНИЙ ТРАНШЕИ ТРУБОПРОВОДА
В ОБОВДНЕННЫХ ИЛИ СЫПУЧИХ ГРУНТАХ**

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – шпунтовое ограждение, обводненный грунт, откос, полимерные композитные материалы

На сегодняшний день ремонт и обслуживание трубопровода является важной функциональной частью транспортировки углеводородного сырья. Для прокладки, ремонта, замены изношенной изоляции трубопровода при подземном размещении последнего требуется разработка траншеи для вырезки, замены старой и укладки новой части трубопровода. Существует риск обвала траншеи вследствие ползучести скелета сыпучих и обводненных грунтов, поэтому откос траншеи следует укреплять шпунтовыми ограждениями в целях защиты рабочих и техники (экскаваторы, трубоукладчики), работающих в таких условиях. Но возведение существующих шпунтовых ограждений достаточно энергозатратный и металлоемкий процесс, так как шпунты имеют либо лишние перегородки, недопустимые при прокладке трубопровода, либо избыточную длину (а значит и массу), для устойчивого удержания грунта [1].

Поэтому имеется потребность в создании комплекта шпунтовых ограждений, соответствующих следующим требованиям: легко транспортируемым к месту работ, съемным, сборно-разборным, быстро устанавливаемым и легко извлекаемым, не имеющим внутренних распорок и выдерживающим нагрузку специальной техники.

В наше время есть два типа зарекомендовавших себя шпунтовых ограждений:

- 1) требующие поперечных перегородок внутри траншеи во избежание обвала траншеи;
- 2) требующие забивание шпунтовых свай по всему периметру примерно в 2 раза длиннее глубины траншеи.

Первые исключают проведение качественного ремонта с полным извлечением и заменой части трубопровода на новый полноценный участок из сваренных труб автоматической сваркой вне траншеи. Вместо этого приходится сваривать трубопровод уже внутри траншеи из участков труб, что значительно ухудшает показатели сварного шва и требует большего контроля. Вторые же не требуют перегородок, но их применение значительно удорожает разработку котлована, так как они имеют большую массу и габариты по длине, так же чтобы забить такое ограждение на протяжении нескольких метров требуется затратить не менее одного часа разгрузочно-погрузочных и работ по забиванию этих шпунтов с применением специализированной техники (вибромолота, шпунтопогрузателя и т.п.).

Задумка новой конструкции по забиванию и укреплению ограждения в грунте основана на способе для устройства фундаментов «стена в грунте» [2]. В данном ограждении будет использована съемная конструкция, состоящая из двух основных элементов – самого листа ограждения и, погружающей этот лист, конструкции.

Существенным отличием листов ограждения является материал, из которого он изготовлен. Был выбран конструкционный стеклопластик, на основе которого уже изготавливаются легкие и прочные шпунтовые ограждения «корытного» типа [3]. Данный лист планируется изготавливать на большую ширину, по сравнению с существующими шпунтами, что уменьшит время погружения всей конструкции в грунт.



Конструкция, погружающая лист, по данным проведенных опытов, должна иметь конусообразный наконечник, который состоит из двух шарнирно опертых полос. Шарниры позволяют извлекать конструкцию после забивания листа, оставляя последнего в грунте. Таким образом данная конструкция необходима лишь в единственном экземпляре, что также уменьшает массу доставляемого груза на объект.

Метод погружения конструкции может быть выбран в зависимости от типа и характера грунта. Малозатратным и эффективным является метод вибрационного погружения. Проанализировав работы по взаимодействию свай и окружающего грунта при вибрационном погружении было выяснено, что при значительной обводненности некоторых видов грунтов забивание конструкций свайного типа требует значительно меньшего усилия, что может благоприятно сказаться на выборе толщине стенки листа [4].

Вместе с положительными факторами, связанными с обводненностью, приходится иметь дело и с большим давлением грунта на стенку из-за возрастающих касательных напряжений сыпучих и текучих грунтов. Проблема решается добавлением небольшого уклона при забивке ограждения – это незначительно увеличивает разработку грунта траншеи, но имеет большой эффект для исключения её обвала, что способствует безопасному нахождению рабочих в траншее [2].

Преимуществом нового ограждения является отсутствие перегородок, за счет укрепления листов в сыпучих грунтах дополнительным забиванием балок по направлению листа с расчетным шагом, который может достигать 3-5 и более метров.

При сильной обводненности грунта строительная техника уже не может работать на нем, и приходится производить обсыпку дорог. В данной конструкции предусмотрено связывание стенки-листа с верхним слоем укрепления подъезда к траншее. При таком связывании не требуется даже забивание дополнительных свай по периметру шпунтов.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: доцент, к.т.н Краус Юрий Александрович

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Способ возведения шпунтового ограждения при проведении работ на магистральном трубопроводе и шпунтовое сборно-разборное ограждение для обустройства котлована // Патент РФ № 2012151227/03, 2014.06.10.
- [2] Новиков Н.С. Анализ технологических параметров устройства «стены в грунте» в несъемной опалубке / Н.С. Новиков, А.М. Югов // Инженерно-строительный вестник Прикаспия: научно-технический журнал.– 2019.– №2(28).–С. 4-7.
- [3] Конструкционный стеклопластик для изготовления элементов шпунтовых ограждений // К.И. Донецкий [и др.] // Авиационные материалы и технологии.–2017.–№3 (48).– С. 56-64.
- [4] Соболев Е.С. Взаимодействие свай и окружающего грунта при вибрационном погружении / Е.С. Соболев, В.В. Сидоров // Вестник МГСУ.–2018.–Т. 13.–№3 (114).–С. 293–300.



К.В. Сивун, М.М. Башкин, В.Р. Шарапова
**РАЗРАБОТКА ТИПОВОЙ КОНСТРУКЦИИ СТАЦИОНАРНОГО
БЕРЕГОВОГО РУБЕЖА ЗАДЕРЖАНИЯ НЕФТИ**

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – рубеж задержания нефти, боновое заграждение

Согласно мировой практике, при разливе нефти в море загрязнение прибрежной зоны и берега практически неизбежно. Боновые заграждения предназначены для локализации разливов нефти и нефтепродуктов на водной поверхности и для защиты береговой полосы рек, озер, водохранилищ, речных и морских портов. Конструкция бонового заграждения позволяет их использовать не только для локализации пятна на водной поверхности, а также для предотвращения загрязнения прибрежной зоны водоемов.

Боновое заграждение состоит из «плавучей» камеры и двух водонаполняемых камер. Длина каждой секции составляет 20 м (по требованию заказчика 10 м), секции соединяются между собой с помощью быстроразъемного замка типа ASTM. Плавучая камера может быть выполнена в двух вариантах: с твердым «плавучим» элементом из вспененного полиэтилена; надувная камера постоянной плавучести.

Цель работы заключается в разработке типовой конструкции стационарного берегового рубежа задержания нефти.

Задачи работы: выявить проблемы эксплуатации готовых боновых конструкций стационарного берегового рубежа задержания нефти; исходя из анализа, разработать новую конструкцию.

Рассмотрев работу бонового заграждения, можно выявить несколько проблем: после каждого применения нужно производить очистку. Обычно применяется очистка паром или растворителями, что не всегда удобно; некоторые боны, в частности самонадувные берегозащитные модели, предрасположены к повреждению от истирания в случае ненадлежащего извлечения, что и является большими проблемами для долговечности материала самого бонового заграждения.

Мы предлагаем внести в данное сооружение ряд изменений, для улучшения срока службы и предотвращения очистных работ бонового заграждения. Наноцеллюлоза – это древесное волокно, расщепленное до наночастиц. Она обладает такими свойствами, как сверхпрочность – по своей прочности превосходит нержавеющую сталь и псевдопластичность, т.е. является вязкой при обычных условиях и ведёт себя как жидкость при физическом взаимодействии (тряске, взбалтывании и т.п.). Ее удивительные свойства позволяют создавать на ее основе сверхлёгкие и сверхпрочные материалы. Внедрив в состав неопрена «Наноцеллюлозу», мы тем самым увеличим срок службы бонового заграждения.

Говоря об очистке, добавив в ткань ПВХ ScanTENT «Омнифобное вещество», тем самым, мы предотвратим «прилипание» нефтяных, масляных, топливных веществ. Это остановит постоянную чистку химическими реагентами.

Перейдя к выводу, даже небольшое количество волокон усиливает прочность полилактида. В тех случаях, когда в составе композита присутствовало хотя бы 5% целлюлозы, выносливость материала (если сравнивать его с чистым полимером) увеличивалась почти в десять раз, а добавление в этот состав омнифобное вещество, предотвратит загрязнение бона навсегда.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент Краус Юрий Александрович

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] The International Tanker Owners Pollution Federation Limited [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.itopf.com>
- [2] Павлова Е.И. Экология транспорта: учебник и практикум/Е.И. Павлова, В.К. Новиков. - 6-е изд., пер. и доп. – Москва : Издательство Юрайт, 2020. -479 с.
- [3] Гвоздииков В.К. Технические средства ликвидации разливов нефтепродуктов на морях, реках и водоемах/ В.К. Гвоздииков, В.М. Захаров// Справочное пособие. - Ростов-на-Дону, 1996.–162 с.
- [4] Современные методы и средства борьбы с разливами нефти: Научно-практическое пособие/ Вылкован А.И. [и др.]. - СПб.: Центр-Техинформ, 2000. – 204 с.

УДК 624.139.7

М.Ю. Красикова, Ю.Р. Ямалиева

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ СТАБИЛИЗАЦИИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД ВСЛЕДСТВИЕ ИХ ДЕГРАДАЦИИ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ГЛОБАЛЬНОГО ПОТЕПЛЕНИЯ

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

Ключевые слова – глобальное потепление, многолетнемерзлые грунты, морозное пучение, термостабилизация грунтов

В последние годы все более остро встает вопрос глобального изменения климата. Повышение среднегодовой температуры вследствие влияния увеличения парниковых выбросов в атмосферу вызывает таяние ледников, что приводит к увеличению уровня Мирового океана [5].

Для России проблема изменения климата особенно актуальна. Вода обладает способностью аккумулировать тепло, тем самым сдерживать рост температуры. Однако на территории нашей страны площадь суши во много раз превышает площадь водной поверхности. По этой причине глобальное потепление в России идет в 2,5 раза быстрее, чем в остальных странах мира.

Около половины всех нефтедобывающих и газодобывающих сооружений, а также трубопроводов, находятся в зоне таяния вечной мерзлоты. Уже запустившийся процесс затронет свыше 70% инфраструктуры в заполярных городах России.

Теплый климат, растепляя верхние слои грунта, влияет на несущую способность фундаментов. Особенную опасность представляет оттаивание толщ межпластового льда. Для этого при строительстве промышленных объектов в северных широтах уже не одно десятилетие применяется температурная стабилизация грунтов, которая поддерживает их необходимую температуру [4]. Схема работы термостабилизатора представлена на рис. 1.

Основными веществами, выступающими в роли хладагентов в современных термостабилизаторах грунтов (ТСГ), являются сжиженные аммиак или диоксид углерода. Эффективность работы ТСГ во многом зависит от конструкции (вертикальный, наклонный и слабонаклонный), а также от типа стали [1].

В условиях глобального потепления климата термостабилизаторы не способны обеспечить безопасный и долговечный температурный режим основания, устойчивость сооружения в целом. Неэффективность применения ТСГ обосновывается их сезонной работой и недостаточной производительностью при наличии постоянно действующего источника

растепления [2]. С экономической стороны использование сезоннодействующих охлаждающих устройств может иметь отрицательный эффект, превышая собственную стоимость [1].

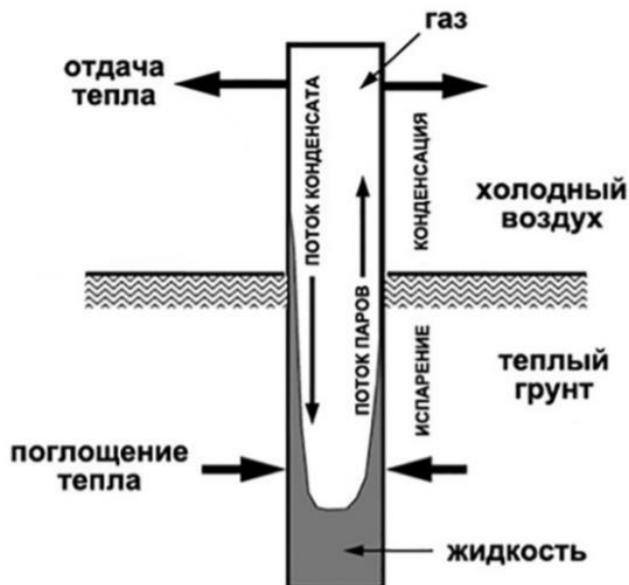


Рис. 1. Схема работы термостабилизатора

В виду последних событий необходимо внедрить термостабилизаторы направленного действия. Устройства имеют особую геометрию с изменяющимся центральным углом и фиксированной зоной интенсивного испарения. Термостабилизаторы данной конструкции позволяют расширить область применения сезонно-охлаждающих устройств для укрепления фундаментов и опор существующих объектов [3].

Таким образом, несмотря на имеющийся опыт применения технологий в проектировании, строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях криолитозоны, проблема обеспечения эксплуатационной надёжности трубопроводов в условиях деградации под воздействием глобального потепления требует комплексного подхода.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель – Леонович Игорь Александрович, к.т.н., доцент кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и хранилищ» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Баясан Р.М. Технология и технические средства термостабилизации мерзлых грунтов оснований магистральных и промысловых трубопроводов в криолитозоне / Р.М. Баясан, С.И. Голубин [Электронный ресурс].–URL:https://vk.com/doc96177860_554687346?hash=3d81851769261345d1&dl=9ddc22979f0ac1fd60 (18.12.19)
- [2] Анализ вариативных способов заморозки грунта / Н. А. Забенкова, Н. С. Галкин, К. Л. Стоякова, Е. М. Бесфамильная// Техника. Технологии. Инженерия. — 2018. — № 1 (7).–С. 32-35.
- [3] Максименко В.А. Разработка конструкции и методики моделирования термостабилизатора грунта направленного действия / В.А. Максименко, В.В. Максименко, А.Ж. Ширажиев: Омский научный вестник. Серия авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение.–2018.–Том 2.–№ 1.–С.58-63;
- [4] СП 25.13330.2011 Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах. [Электронный ресурс].–URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200095519> (25.05.20).
- [5] Филатова И. Глобальное потепление угрожает нефтегазовой отрасли / И.Филатова // Made for minds. - 2015. [Электронный ресурс].–URL: <https://p.dw.com/p/1ННРЕ> (18.12.2019)



В.Д. Гаан, М.А. Таймасов

РАЗРАБОТКА НОВОГО ТИПА КОНСТРУКЦИИ КРОВЛИ РЕЗЕРВУАРА С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЯ ОСАДКОВ В ЗИМНИЙ ПЕРИОД

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – РВС, кровля, зимний период, конструкция, резервуар

В настоящее время, когда погодные условия, особенно в зимний период оказывают разрушительный эффект на целостность обшивки и кровли различных нефтехранилищ и резервуаров, необходимо и крайне важно не только обеспечить надежность и долговечность РВС, а так же облегчить труд, оказываемый рабочими, в следствии расчистки от осадков кровли резервуаров.

Несмотря на многочисленные работы в области проектирования, строительства и эксплуатации резервуаров, ряд вопросов, связанные с оценкой и повышением работоспособности резервуаров, остаются открытыми.

Актуальность данной проблемы очевидна, так как высокие снеговые нагрузки на кровлю крыши резервуара опасны по нескольким причинам. Во-первых, создается чрезмерное давление на стропильную систему, которая может вызвать прогиб или провисание конструкции крыши, во-вторых, та нагрузка, которая передается на стенки резервуара, а в следствии и на фундамент, требует перерасчета устойчивости, и в третьих, высокая опасность обрушения большого слоя снега на работников и сотрудников предприятия.

Основная цель данной работы заключается в разработке нового вида конструкции кровли крыши РВС, а именно установки электроимпульсных систем очистки от внешних природных факторов, особенно в зимнее время. В частности, представленная вниманию, данная система, должна показывать еще более экономически-выгодные результаты эксплуатации и надежности на протяжении длительного промежутка времени.

Сущность электроимпульсной системы очистки, состоит в том, что, с помощью генератора упругих деформаций, создаются колебания, которые и разрушают, уже образовавшиеся, снежно – ледовые образования.

Сверхкороткие электроимпульсные колебания, подающиеся с помощью генератора упругих деформаций на требующую поверхность, в данном случае, кровлю крыши резервуара, создают перегрузку, которая и разрушает кристаллическую решетку ледовых преобразований и снежных покровов на кровле.

Важно учитывать тот факт, что сами электромагнитные импульсы возможно подавать и без прямого контакта с поверхностью, то есть используя электромагнитное поле, а сам расчет количества этих импульсов можно заранее рассчитать, понимая заснеженность кровли резервуара.

Также, хотелось бы отметить экономическую составляющую данной системы, по сравнению с возможными другими вариантами борьбы, со столь разрушительными и «вредными» погодными условиями, а именно в сравнении с тепловой системой очистки.

Как можно видеть из приведенной таблицы 1, данная технология борьбы с снегово-ледовыми образованиями на кровли крыши резервуара несет так же экономически выгодный характер. Ведь в сравнении с технологией тепловой очистки, а именно: потребность в дополнительном помещении, проведение проводов с изоляцией, а так же выделение большого места под тепловые блок генераторы делает вторую систему очистки экономически не выгодной.



Таблица 1

Экономика	Электроимпульсная система очистки	Тепловая система очистки
Потребность в блок генераторе	Требуется	Требуется
Потребность в проводке	Не требуется	Требуется
Надежность	Высокая	Низкая
Наличие персонала вблизи	Отсутствует	Отсутствует
Наличие отдельного помещения (Загромождение)	Средняя	Высокая

Также хотелось бы отметить безопасность, которую возможно обеспечить, используя метод упругих деформаций. Так как сам электромагнитный импульс подается из удаленной точки, посредством электромагнитного поля, то нахождение персонала вблизи резервуара не требуется, так же сверхкороткие импульсы позволяют очищать кровлю резервуара, без вреда на стропильную систему, чего нельзя сказать о тепловом методе очистки, а именно о высокой вероятности взрыва.

Важнейшим требованием, предъявляемым к строительной конструкции стального цилиндрического резервуара, является обеспечение высоких прочностных характеристик и надежности их работы. Поэтому конструктивные элементы должны рассчитываться на статические и динамические нагрузки. Учитывая влияние погодных условий, а именно снеговой нагрузки на крышу резервуара, необходимым является избавление от данной нагрузки за счет установки электроимпульсных систем очистки.

Так, подведя некоторые итоги вышесказанному, можно с уверенностью сказать, что данная система, способна не только с высокой эффективностью бороться с снеговыми и ледовыми отложениями на кровли нефтехранилищ и резервуаров, а так же упрощает работу сотрудникам промышленного предприятия, не за действуя высокую физическую нагрузку, в периоды плохих, зимних условий и не только.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: Краус Юрий Александрович.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Оценка напряженно-деформированного состояния резервуаров методом потерь перемещения / [И. Г. Ибрагимов и др.] // Безопасность труда в промышленности. - 2004. - № 7. - С. 36-38.
- [2] ГОСТ Р 31385-2008. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. –М.: ФГУП «Стандартинформ», 2010.–53 с.
- [3] ПБ 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – М.: Госгортехнадзор России., 2004.–83 с.
- [4] Разработка методов расчета вероятностных характеристик снеговых нагрузок для оценки надежности строительных конструкций / Федяев А.А. [и др.] // Вестник научных конференций.–2016.–№ 12-2(16).–С. 106-108.
- [5] Библиотека обработки изображений OpenCV [Электронный ресурс].–URL: <http://opencv.org> (01.08.2014).



И.Ю. Грушевский, И.Ю. Грушевский
**УВЕЛИЧЕНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ, ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЧИСТЯЩИХ
ЭЛЕМЕНТОВ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ**

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – износостойкость, манжеты, конструкция, нефть, скребок, трубопровод

В настоящее время тенденции, наблюдающиеся в нефтедобывающей отрасли, свидетельствуют о том, что актуальность проблемы об общем износе и коррозии постепенно стареющих трубопроводных коммуникаций (деталей), является одной из основных, для понижения вероятности отказов трубопроводов.

Очистка, промывка от внутренних трудноудаляемых отложений в нефтепроводе является определяющей задачей в сложной работе специализированных очистных устройств.

В конструкции скребков (СКР-1, 2, 3, 4, ПРВ, УКО), работоспособность которых во многом зависит от эффективного обеспечения разделительных функций манжетных уплотнений, чистящих дисков и щеток, необходимо и крайне важно учитывать степень износа, благодаря которому происходит критическая потеря прочности составных деталей, а в следствии и выхода из строя целого агрегата.

Особый характер эта проблема привнесла для скребкового оборудования, которое эксплуатируется на участках без наличия резервных составных частей.

Поэтому основными последствиями отказов являются: расходы и сложность, связанные с работами по очистке трубопроводов от всевозможных отложений; увеличение расходов и общие финансовые затраты на техническое обслуживание трубопроводных систем (покупку новых дисков, манжет, щеток); внеплановые простои для ремонта, а также значительные трудозатраты на ТО очистных устройств, связанных с заменой элементов; значительный объем утилизации отработанных элементов, загрязненных нефтепродуктами

В процессе эксплуатации происходит постепенное уменьшение пропускной способности трубопроводов в связи: с накоплением парафиновых отложений, с повышением шероховатости стенок труб в результате их внутренней коррозии и накопления продуктов коррозии.

В нефтегазодобывающей промышленности одной из основных проблем является очистка внутренней полости промысловых и магистральных трубопроводов, а также замерных устройств.

Уменьшение пропускной способности ведет к резкому снижению эффективности работы нефтепроводов, существенному увеличению затрат на прокачку нефтесодержащей жидкости, а также к ухудшению качества перекачиваемых продуктов из-за загрязнения их механическими примесями.

В конструкции очистных устройств типа: СКР, которые используются в промышленных масштабах для удаления парафиновых отложений из полости нефтепровода, прокладочные диски служат для обеспечения необходимого расстояния между ведущим и чистящими дисками. Диски и манжеты в свою очередь, разрабатываются из высококачественных полиуретановых соединений, способных эффективно работать не только в агрессивных средах, но и обеспечивать надежность составных частей агрегата.

Однако такой материал, из которого состоят комплектующие скребка имеет ряд недостатков: эластичность и прочность сильно зависит от температуры; значительные



финансовые затраты на покупку необходимых составляющих материала; сложность переработки во вторичное сырье.

При производстве, необходимым является формирование нового вида полиуретанового соединения, из которого состоят детали скребка, за счет внедрения в основной состав продукта добавок типа: «Kick-It».

Добавка, будет способствовать быстрой полимеризации полиуретанов серии VytaFlex и РМС с оптимальным сохранением их физико-механических характеристик.

Ниже представлено сравнение составных частей агрегата для очистки парафиновых отложений в трубопроводе на основе обычного полиуретанового соединения, которое используется повсеместно в нефтегазовой отрасли и материала с добавкой «Kick-It».

Таблица 1

Характеристики	Скребок на основе полиуретана	Скребок на основе полиуретана с добавкой «Kick-It»
Твердость по Шору, шкала А	65	80
Ударная вязкость, %	40	56
Модуль упругости, кг/см ²	25	40
Предел прочности при растяжении, кг/см ²	350	400
Удлинение при разрыве, %	550	500
Прочность на раздир, кг/см	50	60
Абразивная стойкость, шабер Н22	10	20

Как видно из таблицы, получившееся композитное полиуретановое соединение с добавкой «Kick-It» обеспечит лучшие показатели надежности, долговечности и общей работоспособности деталей скребка по сравнению с существующим аналогом.

Проанализировав характеристики получившегося материала, удалось добиться решение следующих проблем: увеличение срока службы элементов агрегата по сравнению с существующими, за счет доработки конструкции, применения новых добавок; получение более стойкого сегмента материалов конструкции СКР к значительным перепадам нагрузок и температур.

Подводя итоги всему вышесказанному, можно с уверенностью сказать, что данный вид полиуретановой добавки, которая может использоваться при создании очистных агрегатов, в частности: СКР-1, 2, 3, 4, ПРВ, УКО, даст возможность работать эффективнее при очистке и промывке магистрального трубопровода от различных отложений, а также ввиду своей не высокой стоимости (менее 10% от аналога), добавка «Kick-It» в значительной мере не повлияет на экономическую, экологическую составляющие нефтегазовых компаний.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: доцент, к.т.н. Краус Юрий Александрович

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Полиуретановые эластомеры на основе алканоламинов. Физико-механические свойства полиуретановых эластомеров / [Кузьмин М.В. и др.] // Вестник казанского технологического университета. – 2013.–№ 15/– С. 60–62.
[2] Повышение сопротивления полиуретановых покрытий действию уф-облучения путем применения тонкодисперсных минеральных наполнителей / Егунова Е.А. [и др.]– Пенза– 2012. – 157 с.

- [3] Полиуретановые композиционные материалы, пластифицированные эдос / Соколова Ю.А [и др.] // Вестник волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. – 2013. – № 31-2 (50).– С. – 164-167.
- [4] Методы обеспечения пропускной способности нефтепроводов / Лисовский Н.А. [и др.] // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли Материалы IV Международной научно-практической конференции. – 2019. – С. 330-334.
- [5] Модернизация способа очистки от парафинистых отложений очистных устройств для магистральных трубопроводов. / Вольф Г.А. [и др.] // В сборнике: European Scientific Conference сборник статей XII Международной научно-практической конференции : в 2 ч. – 2018. – С. 113 – 116.

УДК 622.692

И.В. Житников

**МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОКОВ ВОДЫ С
УЧЕТОМ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЙОНА
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Ключевые слова – утилизация, промышленные стоки, нефтегазоконденсатное месторождение

Актуальность: Интенсивный рост обводненности продукции скважин на многих месторождениях России способствует повсеместному использованию ресурсоэффективных и безопасных технологий утилизации отделяемой воды.

Это требует разработки новых технологий, методик и технических устройств, позволяющих быстро и качественно отделять и очищать воду от основного продукта, не зависимо от выбранной технологии утилизации. Указанное выше активизирует компании, эксплуатирующие месторождения, к выбору оптимальных способов использования промышленных сточных вод, в том числе пластовой воды.

Аналитический обзор современных технологий использования промышленных стоков воды с учетом определяющих факторов развития месторождений углеводородов показал, что во всех ведущих нефтегазодобывающих компаниях наблюдается тенденция к переходу на энергоэффективное оборудование для утилизации промстоков в водоносные горизонты.

Текущими результатами эксплуатации системы утилизации на исследуемом месторождении являются постоянное увеличение объемов добываемой воды и снижение коэффициента полезного использования насосного оборудования блочных кустовых насосных станций.

В ходе расчёта параметров работы насосов БКНС было установлено, что применяемый метод регулирования расходно-напорной характеристики насоса и гидравлической сети с помощью дросселирования имеет ряд недостатков, важнейшими из которых является невозможность регулирования энергетических характеристик насоса и большие потери на сопротивление в трубопроводе и напорной арматуре.

Анализ альтернативных методов регулирования производительности насосов показал, что самым энергоэффективным из рассматриваемых является управление работой насоса с помощью частотного регулирования привода.

Внедрение ЧРП насосного оборудования на планируемой к вводу БКНС позволило скорректировать объемы перекачиваемой воды в нагнетательные скважины за счёт снижения производительности насосов путем изменения частоты работы насосов с 3000 об/мин до 2900 об/мин. Как следствие, это привело к снижению энергопотребления насосным оборудованием

до 40%, что в пересчете на денежный эквивалент составило 10824 тыс.руб/год при избыточной мощности насосного оборудования БКНС и 4137 тыс./руб/год при работе насосов согласно суточного графика.

Полученные показатели экономической эффективности показали, что предлагаемая к внедрению технология ЧРП полностью покрывает затраты на покупку соответствующего оборудования и операционные затраты. Годовая экономия электроэнергии составляет 2680,8 МВт·ч/год. Срок окупаемости составит 2 года 11 месяцев 25 дней. Чистый дисконтированный доход к 14 году эксплуатации будет равен 5495,5 тыс.руб., что говорит о перспективности проекта для компаний в целом.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: Чухарева Наталья Вячеславовна

УДК 622.692.4.07

А.С. Бородихин, Д.А. Пыхтеева, И.В. Басалаев

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ПРОЧНОСТНОГО РАСЧЁТА ТРУБОПРОВОДА

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – проектирование, магистральный нефтепровод, программное обеспечение, технологический расчёт

Современный мир невозможно представить без автоматизации расчетов и процессов. При этом инженерные расчеты должны оставаться «гибкими», чтобы допустить возможность рассмотрения всех вариантов и выбрать самый надежный и экономически выгодный, именно поэтому очень важно создать удобное программное обеспечение для технологического и прочностного расчета трубопровода.

Для проекта по автоматизации технологического и прочностного расчета трубопровода был разработан программный комплекс, который при взаимодействии с программой Google Earth помогает совершать технологический и прочностной расчет нефтепровода в любой точке земного шара. Google Earth – программа со спутниковыми изображениями всей земной поверхности, которая идеальна для прокладки трассы трубопровода.

Цель работы заключается в создании и оптимизации программного обеспечения для быстрого и эффективного определения местоположения НПС по ходу трассы трубопровода.

Задачи работы:

- настроить перенос данных из Google Earth в разработанную программу;
- создать и оптимизировать расчеты в программе;
- автоматизировать процесс выбора расстановки НПС;

Расстановка и определение требуемого количества НПС является частью технологического расчета, в котором по вводимым исходным данным рассчитывается расчетная часовая производительность, ориентировочное значение внутреннего диаметра, потери напора и гидравлический уклон в нефтепроводе.

Методика по расстановке НПС, используемая в программе основывается на определении требуемого количества насосных станций по заданному объему перекачки и давлениям на входе/выходе НПС. Определяются диапазоны возможного положения НПС, требуемые давления на выходе, приводится метод уточнения положения станций при фиксации положения



выбранных НПС на местности или по картографическому материалу. Расстановка и определение требуемого количества НПС проводится графоаналитическим способом.

Для определения максимального и минимального количества станций определяется максимальный и минимальный напор.

Для нахождения зон возможного расположения НПС требуется построить профиль трубопровода. Для этого мы можем с помощью программы Google Earth нанести профиль трассы в любой точке земного шара и вынести данные в программу. Далее проводится технологический расчет и прочностной расчет.

Оператору требуется ввести исходные данные: объём перекачки в год, вязкость нефти, плотность нефти, а также диапазон используемых насосов. Дальше оператор нажимает на кнопку «Пересчитать!», при этом программа рассчитывает «прямой» и «обратный ход», которые определяют диапазоны расположения станций, при этом учитывая ближайшее расположение населенных пунктов.

Также при расстановке НПС автоматически с помощью ввода данных профиля трассы и исходных данных выполняется прочностной расчет [3] и строится эпюра несущей способности и испытательных давлений, а также расстановка толщины стенки трубопровода по профилю трассы [4].

При работе с данной программой в итоге мы получаем профиль с диапазоном расстановки НПС, график, который перестраивается при указании места НПС, автоматический подбор рабочего колеса и его обточка либо пересчет уравнения баланса напоров при цельных колесах, также автоматическое построение эпюр рабочих режимов и раскладку труб по толщине стенки.

Таким образом данная программа помогает провести первичный инженерный расчет простого трубопровода и при этом выбрать необходимое количество станций и их расстановку по самой оптимальной методике.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: доцент, к.т.н. Краус Юрий Александрович

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Осетрова И.С. Microsoft Visual Basic for Application: учеб. пособие / И.С. Осетрова.– СПб: НИУ ИТМО, 2013.– 120 с.
- [2] Рындин В.В. Технологический расчёт магистрального газопровода в системе Mathcad / В.В. Рындин // Вестник ПГУ. Энергетическая серия. - 2016. - № 2. - с. 152-163.
- [3] Вансович К. А. Строительные конструкции: учеб. пособие / К. А. Вансович.–Омск: ОмГТУ, 2009 – Ч.1. – 84 с.
- [4] Краус Ю.А. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов.–Омск: ОмГТУ, 2010 – Ч.1.–102 с.



Д.М. Овчаренко, Е.И. Раздобреев
**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ИНДУКЦИОННЫЙ НАГРЕВ ВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ
ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ключевые слова – индукционный нагрев, нефть и нефтепродукты, автоматизация, трубопроводный транспорт

Автоматизация является очень важной составляющей жизни современного общества. Автоматизированное индукционное оборудование широко применяется в различных отраслях промышленности. Нефтяная промышленность является важнейшей составной топливно-энергетического комплекса.

На сегодняшний день нефтедобывающая отрасль России характеризуется ростом добычи трудноизвлекаемых запасов, для которых характерны высокая вязкость и низкопроницаемый коллектор. Механические примеси, гидратные и асфальтосмоловые отложения являются осложняющей частью добычи нефти и газа, наличие которых пагубно влияет на производительность и работу промысла на крупных предприятиях и месторождениях. Поэтому необходимо разработать экономически выгодный и эффективный метод транспорта ресурсов для профилактики и удаления АСПО и гидратных отложений.

Цель работы: автоматизирование индукционного нагрева вязкой нефти при трубопроводном транспорте.

Для реализации цели поставлены следующие задачи:

- 1) рассмотреть главные проблемы современного трубопроводного транспорта высоковязкой нефти;
- 2) проанализировать методы снижения вязкости нефти;
- 3) изучить технологию влияния индукционного нагрева высоковязкой нефти на её свойства;
- 4) усовершенствовать технологию индукционного нагрева высоковязкой нефти автоматизацией.

Технология индукционного нагрева разработана для решения современных проблем нефтедобычи. Отметим несколько преимуществ индукционного нагрева:

- 1) высокая производительность и эффективность вследствие высокого значения КПД (95%);
- 2) безопасность в эксплуатации относительно других способов нагрева из-за бесконтактного воздействия на нагреваемое тело;
- 3) экономическая выгода вследствие энергоэффективности и малозатратного монтажа оборудования.

Новизна проекта заключается в дистанционном регулировании индукторов на трубопроводе и его локальном подогреве при трубопроводном транспорте высоковязкой нефти за счёт сервера SCADA, а также в дистанционном отслеживании параметров трубопровода.

Схема разработана исходя из политики энергосбережения и энергоэффективности. Способ индукционного подогрева нефти самый эффективный и безопасный метод. Он заключается в том, что трубопровод обматывается намоткой (индуктором), на которую подается переменный ток, вследствие чего внутри катушки возникают вихревые токи. Такие токи нагревают трубы, которые передают тепло нефти при транспортировке. Наш проект предлагает автоматизировать индукционный нагрев следующим способом: индукторы



распределяются по трубопроводу и имеют датчики отслеживания температуры. Эти датчики отправляют сведения о характеристиках трубопровода на сервер SCADA. С помощью него возможно дистанционное регулирование индукторов на трубопроводе, что позволяет избежать излишних затрат энергии на транспорт и поддержать необходимую температуру по всему трубопроводу.

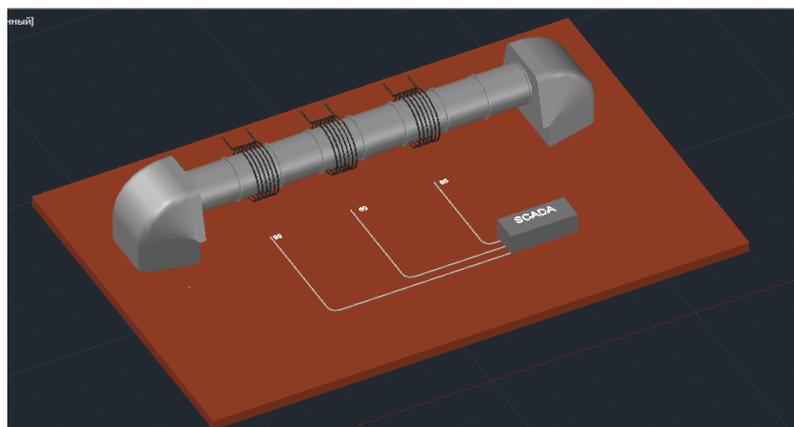


Рис. 1. Схема автоматизированного индукционного нагрева нефти

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: Чухарева Наталья Вячеславовна, кандидат химических наук, доцент отделения нефтегазового дела.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Безряднова Е.А. Источник вторичного электропитания для индукционного скважинного парогенератора / Е.А. Безряднова, П.А. Хлюпин // Материалы VIII Международной научно-практической конференции «Техника и технологии: роль в развитии современного общества». – Краснодар, 2016. – С. 6-11.
- [2] Макулов И.А. Применение систем среднечастотного индукционного нагрева при транспортировке нефтепродукта/И.А. Макулов, Н.М. Мамаев, С.Г. Конесев//Нефтегазовое дело.– Уфа, 2008.– Том 6.–№ 2.–С. 75-79.
- [3] Слухоцкий А.Е. Индукторы. – 5-е изд., перераб. и доп. / А.Е. Слухоцкий.–Л.: Машиностроение. Ленинградское отделение, 1989. – С. 23, 51-59
- [4] ГОСТ 21139-87. Генераторы и установки высокочастотные промышленные для индукционного и диэлектрического нагрева. Общие технические условия.
- [5] Струпинский М.Л. Индукционно-резистивная система обогрева трубопровода / М.Л. Струпинский, А.Б. Кувалдин // «Электрика».– 2008.–№ 11.–С. 21-24.
- [6] Калантаров П.Л. Расчет индуктивностей: справочная книга / П.Л. Калантаров, Л.А. Цейтлин.–Л.: Энергоатомиздат, 1986.–С. 247.
- [7] ГОСТ 12.2.007.9.1-95 (МЭК 519-3-88) Безопасность электротермического оборудования. Часть 3. Частные требования к электротермическим устройствам индукционного и прямого нагрева сопротивлением и индукционным электропечам.
- [8] Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа. Учебное пособие / А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – Уфа: «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 516 с
- [9] Экономическая эффективность новых технологий / К.М. Великанов [и др.]; под ред. С.А. Ахметова. – СПб.: Недра, 2013.– 868 с.
- [10] Бабат Г.И. Индукционный нагрев металлов и его промышленное применение / Г.И. Бабат.– М.-Л.: Энергия, 2010. – 552 с.
- [11] Сагадеев Р.С. Технология индукционного нагрева / Р.С. Сагадеев. – Уфа: Нефтяник, 2012
- [12] Бывалин О. Д. Нефть Сибири / О.Д. Бывалин // Нефтяник Ямала, 2012.
- [13] Кувалдин В.Н. Борьба с осложнениями при добыче [Электронный ресурс]. – URL: <http://icrn-service.com>.



Н.М Онбаев, А.А. Олейник, А. Апушев, А.И. Салако, Г.Ж. Сейтенова
**МОНИТОРИНГ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕСПИЛОТНЫХ И ПИЛОТИРУЕМЫХ СРЕДСТВ**

*Павлодарский Государственный университет им. С. Торайгырова, г. Павлодар,
Республика Казахстан*

Ключевые слова – диагностический комплекс, обработка и регистрация данных, магистральный трубопровод

Магистральные трубопроводы представляют собой транспортный комплекс, который играет значимую роль для топливной промышленности, оказывая серьезное значение на экономическое благополучие государства. Казахстан располагает разветвленной сетью трубопроводов, по которой транспортируется большая часть углеводородной продукции, добываемой в стране. При транспортировке больших объемов нефтепродуктов необходимо обеспечить надежность трубопроводных систем. Эффективное управление рисками, техническое обслуживание и ремонт трубопроводов в период эксплуатации, а также их непрерывный мониторинг позволяют избежать возникновения аварийных ситуаций, способных нанести как серьезный экономический (потери производства, перебои в производственных процессах) ущерб, так и экологический (загрязнение окружающей среды и т.д.) ущерб. Но, поскольку, довольно часто, трубопроводы прокладывают через труднодоступные регионы со сложным климатом, осуществить подобный комплекс операций проблематично, ведь встречаются участки трассы, которые невозможно преодолеть ни пешком, ни на автотранспорте. В таких случаях на помощь приходят транспортные средства повышенной проходимости, называемые вездеходами, которые в плане цены являются более доступными, но требуют регулярного технического обслуживания, что существенно снижает эффективность. Наиболее же популярным на сегодняшний день методом контроля за состоянием трубопроводных сетей является мониторинг посредством как пилотируемых, так и беспилотных летательных аппаратов [1, 2]. Хотя эта технология и получила признание, все-таки не обошлось без минусов, поскольку ее применение не всегда экономически целесообразно, так как полеты обходятся очень дорого. К тому же различные приборы, контроллеры и устройства, установленные на беспилотниках, не всегда обеспечивают гарантию надежности, так как по истечению некоторого срока эксплуатации требуют калибровки, что тоже может пагубно отразиться на эффективности. Данный способ мониторинга может осуществляться пилотируемыми ЛА (вертолеты и самолеты) и беспилотными ЛА. Можно сказать, что беспилотные летательные аппараты (БПЛА) и легкомоторные ЛА с дистанционными лазерными сенсорами пришли на смену традиционным методам мониторинга [3].

Их использование для мониторинга магистральных трубопроводов позволяет повысить экономическую эффективность и снизить экологические риски. Беспилотные летательные аппараты оснащены фото- и видеокамерами. Все полученные и проанализированные показания поступают на пульт управления, непосредственно к оператору, а также сохраняются в базах хранения данных. Устройства используются в различных регионах, в сложных погодных условиях (дождь, ограниченная видимость и т.д.), поскольку БПЛА могут летать не только по запрограммированному маршруту, но и могут управляться вручную оператором, что обеспечивает возможность мониторинга ранее недоступных районов повышает эффективность наблюдения по сравнению с традиционными методами [4-5].

Беспилотные устройства позволяют решить целый комплекс задач, с которыми традиционное оборудование справляется менее эффективно, в том числе, помогают вести наблюдение за экологической обстановкой окружающей среды вдоль сети трубопроводов и на прилегающей территории, найти участки разлива нефтепродуктов и, соответственно, оценить их масштабы; помогают дать оценку технического состояния объектов и сооружений и выявить неисправности и участки трассы, наиболее подверженные коррозии; помогают эффективнее реагировать в случае нештатных (аварийных) ситуаций, удаленно координируя действия наземных служб.

На рис. 1 показан состав комплекса для диагностики.



Рис.1. Состав беспилотного комплекса для мониторинга магистральных трубопроводов

Для успешного осуществления всего комплекса операций комбинируются различные методы аэрофотосъемки, такие как, фото- и видеосъемка, гиперспектральная съемка, тепловизионная съемка, лазерное сканирование, магнитометрическая съемка. Для оперативного и исчерпывающего осмотра магистрального трубопровода используется запись с видеокамеры, которая встроена в летательный аппарат, но видеосъемка уступает фотосъемке, поскольку фотосъемка имеет преимущество - высокое разрешение изображения, в отличие от обычного видео. С помощью специального спектрофотометрического детектора можно выявить коррозию труб. В условиях ограниченной видимости и в ночное время суток используется тепловизионный модуль (тепловизор), который предназначен для выявления утечек нефти и газа и обнаружения несанкционированного проникновения посторонних лиц на охраняемые территории. Комбинация различных типов полученных изображений позволяет эффективнее оценить состояние объекта. Беспилотные летательные аппараты дальнего действия, называемые планерами, наиболее эффективны для осуществления аэронаблюдения за состоянием трубопроводов на значительных участках трассы, соответственно, БПЛА малой дальности используются для более подробного наблюдения [6-7].

Учитывая масштабы мониторинга трубопроводов, для транспортных компаний было бы экономически выгоднее создать собственный парк беспилотных летательных аппаратов, не нанимая для этого сторонние мониторинговые и охранные организации. В обязанности сотрудников службы безопасности и технического контроля можно было бы включить наблюдение и надзор. Аэрофотосъемка с беспилотных летательных аппаратов экономит



денежные средства организации и позволяет наиболее эффективно эксплуатировать трубопроводный транспорт.

Таблица 1 Преимущества и недостатки беспилотников и малой авиации

Мониторинг МГ			
БПЛА		Пилотируемые	
Преимущества	Недостатки	Преимущества	Недостатки
Не требуется взлетно-посадочная полоса	Ограниченная масса целевой нагрузки	Обнаружения утечки метана (лазерный детектор)	Высокая стоимость полетов (стоимость судна, разрешения, эксплуатация)
Низкая стоимость полетов	Ограниченная дальность и продолжительность полета	Большая масса целевой нагрузки	Необходимость взлетно-посадочной полосы
Оперативность развертывания	Менее устойчивы к неблагоприятным погодным условиям	Дальность и продолжительность полетов	Проведение технического обслуживания специализированным и организациям
Ремонтопригодность	Не отработана технология поиска течи метана (лазерный детектор)	Наличие действующей законодательной базы	
Экологичность полетов (электродвигатель)	Отсутствие регламентирующих нормативов	Возможность доставки и эвакуации персонала	
Альтернатива		Малая авиация	

В заключение можно отметить следующее:

- использование вертолетов (в презентации на примере приведенного МИ-8, как я понимаю, эта модель относится к тяжелой авиации) для мониторинга наземных объектов экономически нецелесообразно;

- БПЛА эффективны для мониторинга наземных объектов в радиусе 100 км и в пределах допустимой фото-, видео- и тепловизионной съемки;

- основная задача по поиску утечек метана на данном этапе развития техники может быть выполнена с помощью пилотируемых средств (легкомоторная авиация).

Рекомендации по применению:

- определить реальную потребность в наземных системах мониторинга с использованием беспилотной и пилотируемой авиации;

- начать практическое использование БПЛА и легкомоторной авиации в промышленных интересах.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Пивнев П. П. Исследование взаимодействия акустических волн в нефти для построения систем диагностики нефтепроводов / П.П Пивнев // Электронный научно-технический журнал Инженерный вестник Дона. №2, 2008 [Электронный ресурс].–URL: <http://www.ivdon.ru/magazine>.
- [2] Коркишко А. Н. Локация утечек нефти, нефтепродуктов и нестабильных углеводородных жидкостей на магистральных трубопроводах / А. Н Коркишко, Ш. И. Рахматуллин, В. Г. Карамышев // Журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» – 2011. – №2. – С. 142– 147.
- [3] Зубкова Е. Пролетая над нефтепроводом / Е. Зубкова – Аналитика – Нефть и Газ, 2015.
- [4] Зорина С. Чистая территория / С. Зорина– Журнал «Сибирская нефть» – 2016. – №1/128. – С. 30– 35.
- [5] Погорелов В. А. Перспективы применения беспилотных летательных аппаратов в строительстве / В.А. Погорелов –Инженерный вестник Дона. – 2016.–№1.
- [6] Sanders. D. Using Drones for Pipeline Operations / D. Sanders – The Northeast ONG Marketplace. – 2015. – pp. 8–9.
- [7] Gomez, C. Small-Scale Airborne Platforms for Oil and Gas Pipeline Monitoring and Mapping / C. Gomez. D. Green – University of Aberdeen Report. –2015. –pp. 54.

УДК: 622.692.4.053

В.В. Бабаев, К.Е. Дорофеев, Я.М. Смазнова

СПОСОБЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ АВИАПАТРУЛИРОВАНИЯ ТРАССЫ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – нефтегазопровод, беспилотный летательный аппарат, мониторинг, безопасность

Мониторинг нефте- и газопроводов является неотъемлемой частью их эксплуатации и напрямую связан с вопросом безопасности. Традиционные способы мониторинга часто не всегда эффективны и рентабельны. Быстроразвивающаяся технология беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) имеет возможность дополнить уже существующие системы мониторинга, а в недалеком будущем и вовсе заменить их.

Целью написания нашей статьи является, обзор, изучение, систематизация, а также обсуждение перспектив беспилотных летательных аппаратов в сфере мониторинга трубопроводов. В ходе написания статьи была собрана и проанализирована актуальная информация о технологиях систем БПЛА.

В этой статье рассматриваются разновидности платформ, вид и тип датчиков, устанавливаемых на борту, а также вспомогательное оборудование, для успешного мониторинга трассы нефте- и газопроводов. Предлагаются примеры платформ БПЛА отечественного производства, рассматриваются их характеристики и возможности. Обозревается зарубежная практика использования БПЛА, приводятся конкретные примеры систем с различными комбинациями платформ, датчиков, целей и задач. В ходе изучения практики использования БПЛА описываются основные преимущества и недостатки данного способа мониторинга.

Обсуждается ряд факторов, влияющих на адекватный выбор системы БПЛА для мониторинга нефте- и газопроводов. Предлагаются различные сценарии мониторинга и гипотетические примеры конфигурации систем БПЛА, включая основные характеристики платформ и датчиков.

На основе написанной статьи можем сделать вывод о том, что технология БПЛА может дополнять, а иногда и заменять более традиционные методы мониторинга, такие как пешеходное патрулирование и аэрофотосъемка. БПЛА – способна восполнить информационный пробел и удовлетворить потребности пользователей в поддержке систем мониторинга нефте- и газопроводов, в связи с быстрым развитием технологий в этой сфере. Основными проблемами в полноценном использовании систем БПЛА являются ограничения в законодательном плане, а также проблемы, связанные с большой дальностью и высотой полета, так как требуется большая платформа с высокой грузоподъемностью, которой необходимо сегрегированное воздушное пространство и постоянное ручное управление. Также одной из проблем является передача и обработка радиолокационной информации.

Уменьшение габаритов специальных датчиков для обнаружения, определения характеристик и отслеживания утечек углеводородов; увеличение емкости батареи для более длительных или более сложных задач; и разработка конкретных правил – это аспекты, необходимые для полноценного развития технологии, которые, как ожидается, будут готовы в ближайшем будущем.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Трубников Г.В. Применение беспилотных летательных аппаратов в гражданских целях [Электронный ресурс]. – URL: http://www.uav.ru/articles/civil_uav_th.pdf (10.06.2020).
- [2] Сеньюшкин Н. С. Особенности классификации БПЛА самолетного типа / Н. С. Сеньюшкин, Р. Р. Ямалиев, Д. В. Усов, М. А. Мураева // Молодой ученый. – 2010. – № 11 (22). – Т. 1. – С.55-70. – URL: <https://moluch.ru/archive/22/2272/> (08.06.2020).
- [3] Российские беспилотники [Электронный ресурс]. – URL: <https://russiandrone.ru/publications/ekologicheskii-monitoring-razlivov-nefti-i-nefteproduktov-s-ispolzovaniem-letatelnykh-apparatov/> (07.06.2020)
- [4] Allen G, Pitt J, Hollingsworth P, Mead I, Kabbabe K, Roberts G, Percival C (2015) Measuring landfill methane emissions using unmanned aerial systems: field trial and operational guidance. Report – SC140015. Environmental Agency, Horizon House, Deanery Road, Bristol, BS1 5AH, United Kingdom
- [5] Horn BA (2016) Gas leak detection; laser methane assessment – URL: <https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs12517-017-2989-x> (10.06.2020).
- [6] Российские беспилотники [Электронный ресурс]. – URL: <https://russiandrone.ru/publications/vozmozhnost-ispolzovaniya-bespilotnogo-letatel'nogo-apparata-dlya-tseley-vozdushnogo-lazernogo-skanir/> (09.06.2020)
- [7] Gökçe F, Üçoluk G, Sahin E, Kalnan S (2015) Vision-based detection and distance estimation of micro unmanned aerial vehicles. – URL: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC4610563/> (11.06.2020).
- [8] Российские беспилотники [Электронный ресурс]. – URL: <https://russiandrone.ru/publications/10-teplovizorov-dlya-dronov-i-kak-rabotaet-teplovizionnaya-semka/> (10.06.2020)
- [9] Скидан Д. Е. Системы видеосопровождения для беспилотного летательного аппарата / Д. Е. Скидан // Молодой ученый. – 2015. – № 22 (102). – URL: <https://moluch.ru/archive/102/23109/> (07.06.2020).
- [10] Gómez C, Green D (2015) Small-scale airborne platforms for oil and gas pipeline monitoring and mapping, 56pp. http://www.abdn.ac.uk/geosciences/documents/UAV_Report_Redwing_Final_Appendix_Update.pdf (13.06.2020).
- [11] Комаров А.О. Автономная визуальная навигация бортовой системы беспилотного летательного аппарата / А.О. Комаров М.А. Скворцова, О.В. Орешкова // «Политехнический молодежный журнал» МГТУ им. Н.Э. Баумана. – 2017 (07.06.2020)
- [12] Использование беспилотных летательных аппаратов в газовом хозяйстве / А.А. Данилова, М.А. Миденко А.А. Косоголов, В.И. Тарасенко // Владимирский государственный университет имени А.Г. и Н.Г. Столетовых АО «Газпром газораспределение Владимир», г. Владимир, Россия – URL: <https://russiandrone.ru/publications/ispolzovanie-bespilotnikov-v-gazovom-khozyaystve/> (29.05.2020)
- [13] Yu X, Zhang Y (2015) Sense and avoid technologies with applications to unmanned aircraft systems: review and prospects (31.05.2020).
- [14] Российские беспилотники [Электронный ресурс]. – URL: <https://russiandrone.ru/publications/lidarnye-datchiki-tof-i-10-ikh-potryasayushchikh-primeneni/> (31.05.2020).
- [15] Мезенцев В.В. Особенности функционирования беспилотных летательных аппаратов ближнего действия в условиях информационно-технического воздействия // Доклады и статьи ежегодной научно-практической конференции «Перспективы развития и применения комплексов с беспилотными летательными аппаратами».
- [16] Алешко Р.А. Разработка методики автоматизированной обработки детальных аэроснимков с беспилотного летательного аппарата / Р. А. Алешко // Технические науки в России и за рубежом: материалы VII Междунар. науч. конф. (г. Москва, ноябрь 2017 г.). – Москва: Буки-Веди, 2017. – URL: <https://moluch.ru/conf/tech/archive/286/13170/> (07.06.2020).
- [17] Российские беспилотники [Электронный ресурс]. – URL: <https://russiandrone.ru/publications/spisok-rossiyskikh-i-zarubezhnykh-bespilotnykh-letatelnykh-apparatov-s-opisaniem/> (11.06.2020)
- [18] Смирнов А.В. Обзор беспилотных летательных аппаратов // «Ракурс», Москва, Россия. [Электронный ресурс]. – URL: <https://racurs.ru/press-center/articles/bespilotnye-letatelnye-apparaty/UAV-review/> – 2016.
- [19] Российские беспилотники [Электронный ресурс]. – URL: <https://russiandrone.ru/publications/primeneniye-dronov-v-neftegazovoy-otrasli/> (24.05.2020)
- [20] Mcfadyen A, Mejias L (2016) A survey of autonomous vision-based see and avoid for unmanned aircraft systems [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2015-10-13/pdf/2015-25359.pdf> (13.06.2020)



В.А. Бессарабов

ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА СБОРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Ключевые слова – сборный коллектор, оценка остаточного ресурса, нефтегазоконденсатное месторождение

Процессы сбора и подготовки не могут осуществляться без сети трубопроводных коммуникаций, к которым относят сборный коллектор. Особенностью эксплуатации этих объектов является то, что по ним транспортируют агрессивные среды, в них содержатся органические и неорганические составляющие, а также механические примеси. Все это приводит к быстрому разрушению и как следствие может нанести значительный ущерб окружающей среде, при разливе нефтегазодобывающих жидкостей и способствовать трате дополнительных финансовых средств нефтегазодобывающего предприятия. Поэтому поиск оптимальных методов и средств для увеличения сроков эксплуатации трубопроводов и оборудования в системах сбора и подготовки продукции скважин является актуальной тематикой современных исследователей, технологов и инженерно-технических работников.

Аналитический обзор показал, что все получаемые результаты базируются, прежде всего на статистических данных, на результатах приборного исследования и на математических моделях.

Согласно данным Службы государственной статистики, 80% трубопроводов не выдерживают 8-летней эксплуатации, а 33% даже 3 лет

Среднее количество аварий на 1000 км в год составляет 0,28.

Также согласно данным Ростехнадзора 44% отказов приходится на коррозию, поэтому расчет остаточного ресурса с учетом скорости коррозии является обязательным на производстве.

Для увеличения эксплуатационного ресурса трубопровода все нефтегазодобывающие компании используют следующие методы защиты трубопровода от коррозии: катодная и анодная защита; выбор материала; химическое дозирование; нанесение внутренних и внешних покрытий.

Одним из важнейших показателей определения работоспособности оборудования и трубопровода, задействованных в сборе и подготовке скважинной продукции, является мониторинг коррозии.

На сегодняшний день существует ряд методов, получивших наибольшее распространение, которые позволяют произвести оценку интенсивности и определить характер коррозионных повреждений: сопротивления линейной поляризации; электрического сопротивления; гравиметрический (весовой).

В совокупности данные методы отображают текущее состояние трубопровода. На основе показаний данных методов мониторинга был произведен расчет остаточного ресурса промышленного трубопровода на объекте исследования согласно ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений»: прибор Micron 15,16 лет; гравиметрический метод 12,34 лет.

Так как на объекте исследования не используется ингибиторная защита трубопровода, то для увеличения эксплуатационного ресурса внутрипромысловых трубопроводов были рассмотрены три основных вида ингибиторов: Сонкор 9011; Азол 5030 В; Кватрамин 1020.

Определен экономически эффективный ингибитор коррозии: Сонкор 9011. Ингибирование планируется осуществлять методом постоянного дозирования. Подача ингибитора коррозии должна осуществляться при помощи установок дозирования химреагента, установленных на кустовых площадках. Остаточный ресурс рассматриваемого промышленного трубопровода при дозировании ингибитора коррозии увеличивается на 80%.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: к.х.н. Чухарева Н. В.

УДК 622.692.4.053 : 624-2/-9

В.А. Шеремета, Р.В. Маркарян

МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ВЫБОРОЧНЫМ РЕМОНТОМ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – муфта, расслоение, гофр, трубопровод, гильза, барабан

На сегодняшний день проблема ремонтов трубопроводом стоит ребром, т.к. основной капитал был построен в 80-90-ые гг., их срок эксплуатации подходит к своему завершению, но прокладка новых трубопроводов требует больших вложений [1-7]. Снижение затрат на коррозию трубопровода и другие неисправности трубопровода каждый год исчисляется миллионами долларов. Экономический фактор обслуживания трубопровода включает в себя рабочую силу, материалы, требования к устройству фонда, пригодный для использования, экономическая отдача, время простоя трубопровода и т.п. Экономический эффект от эксплуатации трубопровода оказывает существенное влияние на производительность трубопровода.

Предлагаем метод починки ТП с меньшими вложениями и простотой конструкции. Для достижения обозначенной цели должны быть решены задачи по проектированию муфты, расчет конструкции на прочность и экономическая оценка рентабельности данного проекта, по сравнению с текущими методами борьбы.

Частным решением представленной проблемы ремонтных бригад является использование ремонтной гильзы, которая состоит из металлического скелета и армированной резины. При этом были проанализированы возможные положительные эффекты при конструировании муфты данного профиля: уменьшается металлоемкость конструкции; обладает универсальностью по отношению ремонтируемым трубам; доставка и установка не требует применения спецтехники; монтаж барабана гильзы осуществляется не большой бригадой.

Одним из методов осуществления ремонта трубопровода от таких дефектов как механические повреждения, расслоение, гофр и чопик является наложение композитной муфты. Композитная муфта выполнена из двух выгнутых поверхностей, скрепленных между собой сваркой и имеющих сварной шов с трубой. Применение муфт УКМТ позволяет реализовать



оперативный, простой, бюджетный и надежный вариант ремонта трубопровода. Существующий метод не отвечает перспективам развития реконструкции трубопроводов нашей родины. Мы предлагаем новую конструкцию муфты, которую в дальнейшем именуем гильза. После проведения ряда исследований конструкции муфт были выявлены их недостатки, которые мы постараемся устранить, при сохранении наибольшего количества сильных сторон.

В данной работе разработана модель для ремонта трубопровода, которая включает в себя достоинства своих предшественников и доработанные слабые стороны.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Технология сооружения газонефтепроводов / Ф.М. Мустафин [и др.]; Минобрнауки Уфимский гос. Техн. Кн-т.– Уфа: Нефтегазовое дело, 2007.–632 с.
- [2] Физические величины: справочник / под ред. И.С. Григорьева, Е.З. Мейлихова. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.
- [3] Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов / Л.И. Быков [и др.].– СПб.: Недра, 2006.–824с.
- [4] СП 86.13330.2012. Магистральные трубопроводы [Электронный ресурс].–URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200102566> (03.02.2020).
- [5] СП 16.13130.2017. Стальные конструкции [Электронный ресурс].–URL: <http://docs.cntd.ru/document/456069588> (03.02.2020).
- [6] Белицкий В.Д. Проектирование и эксплуатация магистральных газопроводов: учеб. пособие / В.Д. Белицкий – Омск: ОмГТУ, 2011. – 62 с.
- [7] Металлические конструкции / 2-е изд. под ред. Е. И. Белени. – М.: Стройиздат, 1976. – 600 с.

УДК 622.692.4.053 : 621.644

Ю.А.Гуляева, А.С.Кувычко, А.Н.Усина
**БЕСТРАНШЕЙНАЯ ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДА В СЫПУЧИХ И
УВЛАЖНЕННЫХ ГРУНТАХ**

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – бестраншейная прокладка, ремонт трубопровода, сыпучий и увлажнённый грунт

Технологический процесс прокладки трубопровода способом протаскивания заключается в тяговом усилии при помощи специальных тяговых средств. Технологии схем укладок отличаются друг от друга расположением стройплощадки, способами перемещения трубопровода и опусканием его на дно. Технической задачей является повышение уровня надежности протаскивания трубопровода, то есть предотвращение возможных аварийных ситуаций при его прокладке в траншею.

На глубину заложения трубопроводов в грунт основное влияние оказывает рельеф местности. Если при прокладке трассы уделять большое внимание такому фактору, как рельеф местности, то это может привести к существенному уменьшению глубины заложения. Влияние на целостность трубопровода объясняется тепловыми процессами, которые происходят в грунте. Грунт, окружающий трубопровод является теплоизоляцией. Чем мощнее слой, тем больше он прикрывает трубопровод и меньше тепла уходит через поверхность грунта в воздух.

Также существует способ строительства котлованов с дополнительными ограждениями, но в этом методе актуальной проблемой является нецелесообразность использования строительства котлована при работе с обводненными грунтами.

Цель работы заключается в разработке способа протаскивания трубопровода без строительства котлована и его ограждения.



Задачи работы: разработать рабочий орган способа прокладки трубопровода; проанализировать ограничение применения способа протаскивания трубопровода; рассмотреть возможность работы при различных видах грунта.

Рассмотрев различные методы прокладки трубопроводов можно сделать вывод, что существующие методы имеют свои ограничения в работе [1,2]. Поэтому мы предлагаем способ протаскивания трубопровода с новым рабочим органом, основное преимущество которого заключается в том, что при работе не нужно тратить время на строительство траншеи или котлована. Благодаря чему можно сократить продолжительность работ, а также затраты на использование дополнительных материалов на строительство ограждения котлована.

Основными звеньями рабочего органа являются рабочая машина и пластины (плоскости) из прочного материала (металл, железо). Процесс работы заключается в том, что в грунт опускают две пластины, которые будут раздвигать грунт по обеим сторонам траншеи. В то время, когда плоскости удерживают грунт в нужном положении, между ними прокладывается трубопровод на протяжении необходимого расстояния трассы трубопровода.

Хоть этот способ и является эффективным, существует ограничение применения данного рабочего органа – это глубина заложения трубопровода. При наибольшей глубине заложения наш рабочий орган может не справиться, поэтому потребуется дополнительная техника – экскаватор. С помощью этой землеройной машины появляется возможность убрать некоторую глубину для облегчения применения рабочего органа.

Рассмотрим возможность работы при различных видах грунта. Все грунты отличаются способностью оказывать сопротивление воздействию землеройным машинам и различным, всевозможным инструментам, в том числе и применяемым нами рабочим органом в способе протаскивания трубопровода. При работе с грунтами, имеющими высокую механическую прочность, можно воспользоваться более плотным и твёрдым металлом. Механическая прочность снижается при увеличении влажности грунта, следовательно, повышается степень обводненности, но и в этом случае нет никаких преград при использовании металлических пластин. Также можно столкнуться с мерзлыми грунтами. Если применить рабочие машины для разрыхления верхнего слоя грунта перед применением пластин, это облегчит работу с расширением мерзлых грунтов [3].

Подведя итоги всему вышесказанному, можно с уверенностью сказать, что данный способ протаскивания трубопровода эффективен, так как использование расширяющих пластин применимо при работе с различными видами грунтов. Эта конструкция позволяет сэкономить время работы и увеличить производительность.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: доцент, к.т.н Краус Юрий Александрович

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Способ бестраншейной прокладки труб [Электронный ресурс].– URL: <https://patents.google.com/patent/RU2392390C2/ru?q=бестраншейный+метод+прокладки+трубопроводов+статья&oq=бестраншейный+метод+прокладки+трубопроводов+статья> (01.06.2020)
- [2] Способ бестраншейной прокладки трубопроводов и устройство для его осуществления [Электронный ресурс].–URL:<https://patents.google.com/patent/SU1366606A1/ru?q=бестраншейный+метод+прокладки+трубопроводов+статья&oq=бестраншейный+метод+прокладки+трубопроводов+статья> (01.06.2020)
- [3] Водопропускные трубы и системы водоотвода в районах вечной мерзлоты. Правила проектирования. СП 445.1325800.2018. (01.06.2020)

Секция 2

Механо-энергетическое оборудование, защита от коррозии

УДК 621.65.03

В.В. Гребенкин, В.В. Рындин

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ВЫСОКОНАПОРНОГО НАСОСА УСТАНОВКИ
ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ**

*Павлодарский Государственный университет им. С. Торайгырова, г. Павлодар,
Республика Казахстан*

Ключевые слова – нефтяной кокс, гидравлическая выгрузка кокса, буровой насос, оптимизация цикла коксования

Технология гидроудаления нефтяного кокса наряду с технологическими параметрами процесса коксования влияет на продолжительность цикла работы реакторов, при этом находится в прямой зависимости от параметров работы бурового насоса, который в свою очередь не в состоянии развить давление достаточного для оптимизации технологии гидровыгрузки, а это порядком 210–220 кгс/см².

На сегодняшний день на установке замедленного коксования при расходе 200 м³/ч давление на нагнетании составляет 175 кгс/см². Из этого следует покупка нового насосного агрегата либо реконструкция существующего. В связи с вышеизложенным, тема научной статьи, посвящённая модернизации высоконапорного насоса установки замедленного коксования, актуальна.

Цель научной статьи – оптимизация цикла коксования за счет сокращения времени гидравлической выгрузки кокса из реакторов, посредством модернизации бурового насоса.

Задачи исследования:

- проанализировать инженерные основы процесса гидроудаления кокса из реакционных камер и особенности работы бурового насоса;
- доказать расчетом вала на статистическую прочность возможность модернизации бурового насоса;
- рассчитать технико-экономическое обоснование, рентабельность проекта.

Растущая потребность в нефтяном коксе, светлых дистиллятов коксования может быть решена за счет совершенствования действующих производств путем сокращения цикла коксования совершенствованием технологии гидроудаления кокса.

В таблице 1 приведены показатели гидроудаления кокса из реакторов диаметром 5,5 м при различных расходных параметрах гидрорезки [3].

Таблица 1. Показатели гидроудаления ООО «ЛУКОЙЛ–Пермнефтеоргсинтез»

Диаметр реактора коксования, м	Параметры гидроудаления		Удельный расход		Производительность выгрузки кокса, м ³ /ч
	Расход воды, м ³ /ч	Давление, МПа	воды м ³ /ч	электроэнергии, кВт·ч/м ³	
5,5	270	17,0	1,82	14,9	130
	220	22,0	1,3	10,9	180

Сравнительный анализ показателей гидроудаления кокса из реакторов УЗК показывает, что увеличение давления воды при одновременном уменьшении её расхода позволяет не только снизить удельные расходы, но и значительно повысить производительность гидрорезки.

На установке замедленного коксования ППТНО для подачи воды на буровое оборудование реакторного блока используются центробежные питательные насосы (рис. 1) ПЭ–270–150–3 (поз. Н–20).

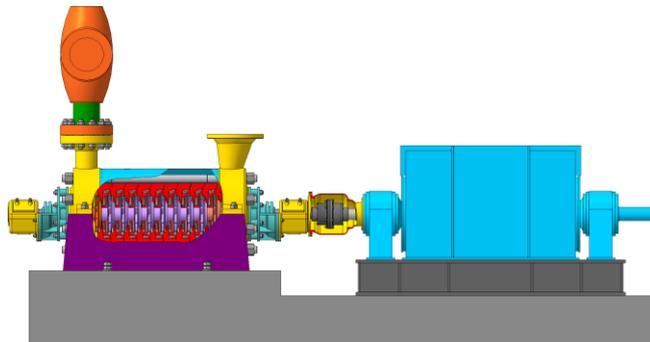


Рис.1. Внешний вид питательного электронасоса ПЭ–270–150–3

Анализируя параметры существующего насоса, приходим к выводу, что агрегат не в состоянии развить давление порядка 21–22 МПа. Это давление воды позволило бы увеличить производительность гидровыгрузки кокса из реакторов.

В связи с этим необходима покупка нового насосного агрегата либо реконструкция существующего. Одной из целей модернизации эксплуатируемого насоса является обеспечение максимально высокой энергетической эффективности на расчетном режиме, однако во многих случаях более важной задачей является максимальное сокращение расходов на изготовление агрегата при сохранении достаточного уровня КПД.

В целях увеличения давления развиваемого насосом, предлагается изменение его конструкции. Суть реконструкции заключается в следующем:

- изготавливается новый вал ротора насоса, который длиннее существующего на 240 мм;
- на вал ротора добавляется два дополнительных рабочих колеса;
- корпус насоса увеличивается на две секции (узел «Секция 1...9 ступени»).

Таким образом, в ходе реконструкции насос из 10-ти ступенчатого модернизируется в 12-ти ступенчатый.

Проверяем удлиненный вал на прочность, чтобы убедиться в возможности осуществления модернизации. Расчет проводим с небольшими допущениями, поскольку для каждого конкретного вала существует собственная эпюра напряжений.

Технико-экономическое обоснование проекта реконструкции обосновывается следующими преимуществами:

- исключаются затраты на приобретение нового дорогостоящего оборудования;
- не требуется разработка проекта по замене, демонтажу-монтажу нового агрегата, что, следовательно, исключается длительный простой на период внедрения нового агрегата с заменой фундаментов, маслостанций, вспомогательного оборудования, оборудования КИПиА, переобвязкой технологических трубопроводов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Зарипов Н. Н. Исторические этапы развития и перспективы совершенствования конструкций гидравлических инструментов / Н. Н. Зарипов, В. Ф. Попков, М. В. Кретиинин – УФГНТУ: «Нефтегазовое дело», 2006. – с. 12–19.
- [2] Терентьева Н. А. Анализ работы установки замедленного коксования «ЛУКОЙЛВолгограднефтепереработка» / Н. А. Терентьева, Р. Р. Хайбунасова. – Вестник КНИТУ, № 10, 2015. – с 66–71.
- [3] Ведерников О.С. Разработка технологии гидроудаления кокса при сокращенном цикле его получения для алюминиевой промышленности: Автореф. ... дис.к-та тех.наук.– Уфа, 2008.–24 с.
- [4] Михайлов А. К. Конструкции и расчет центробежных насосов высокого давления / А. К. Михайлов, В. В. Малюшенко – М.: «Машиностроение», 1971. – 304 с.

А.Б. Зенов, Д.А. Айтуаров
МЕТОДЫ БОРЬБЫ С РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИЕЙ

*Павлодарский Государственный университет им. С. Торайгырова, г. Павлодар,
Республика Казахстан*

Ключевые слова –электрохимическая коррозия, ручейковая коррозия, канавочная коррозия

Одним из важнейших факторов снижения надежности промышленных трубопроводов является воздействие на металл их внутренней поверхности перекачиваемых углеводородных сред, содержащих коррозионно-активные компоненты.

Как показывает практика эксплуатации, основной причиной отказов (около 90%) нефтепромысловых трубопроводов является интенсивное коррозионное разрушение внутренней поверхности трубы, основной вклад в которое (до 70%) вносит специфический вид коррозии, так называемая, «канавочная» или «ручейковая» коррозия. Свое название она получила из-за того, что коррозионное разрушение металла происходит на нижней образующей трубы в виде отдельных язв и канавок, либо продолговатого ручейка шириной 10-60 мм и длиной до 15 метров[1].

Обзор литературных источников показал, что наибольшую опасность для целостности промышленных трубопроводов представляет наличие воды совместно с механическими примесями в перекачиваемой продукции, что приводит к так называемой ручейковой коррозии (рис. 1) даже в случае, когда концентрация солей в перекачиваемой воде мала. Локальное нарушение целостности металла в нижней части трубы может приводить к тому, что трубопровод становится аварийным уже менее чем через полгода эксплуатации [4].

Предугадать какой именно формы будет профиль коррозионного участка в трубе очень сложно, т.к. коррозионное воздействие среды на стенки трубы зависит от многих факторов, изменяющихся со временем. Чтобы упростить задачу, при построении модели трубы с повреждением будем использовать упрощенную схему с размерами коррозионного повреждения приближенным к реальным.

Идеализированная схема сечения трубы с повреждением типа ручейковой коррозии приведена на рис. 2.



Рис. 1. Ручейковая коррозия

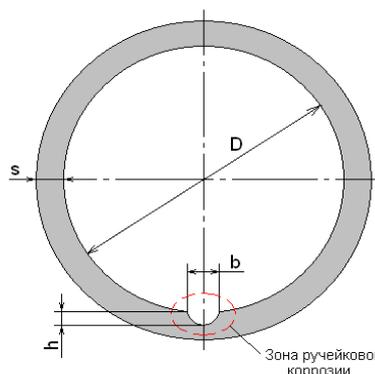


Рис. 2. Схема сечения трубы с повреждением типа ручейковой коррозии



Наиболее частым способом борьбы с ручейковой коррозией является изменение режима течения жидкости. Особенно интенсивно ручейковая коррозия протекает при ламинарном режиме течения, когда происходит расслоение нефтяной и водной фаз. Для предотвращения этого увеличивают давление перекачки или расход, однако, увеличение этих параметров ограничено. Существует также возможность изменения режима течения введением в сечение трубопровода различных устройств, турбулизирующих поток: диспергаторы, турбулизаторы, рассекатели.

Для предотвращения разрушения нефтесборных трубопроводов [2] предлагается использование устройства для защиты от коррозии в виде диспергатора, установленного в нефтесборный трубопровод, для преобразования потока.

Второй вид устройства для предотвращения коррозии является турбулизатор. Турбулизатор является монолитным изделием, изготавливается из стального или иного устойчивого к износу материала цилиндрической формы с помощью токарных и фрезерных обработок [3].

Турбулизатор является внутритрубным смешивающим устройством, служит для приведения газожидкостного потока в однородное состояние.

Предлагается способ борьбы с ручейковой коррозией для действующих трубопроводов, предусматривающий введение в полость трубы дополнительных элементов, создающих турбулентный режим движения потока. В качестве турбулизатора предлагается использовать спирали в виде пружин с левой и правой навивкой. Спирали внутри трубы устанавливаются на определенном расстоянии друг от друга. Поток жидкости при взаимодействии со спиралями совершает поступательно-вращательное движение. Направление движения потока изменяется при переходе от одной спирали к другой. В результате последовательного закручивания потока твердые взвеси распределяются по всему сечению трубопровода с уменьшением времени контакта взвеси с трубопроводом. Предлагаемый способ борьбы с ручейковой коррозией обеспечивает равномерный износ внутренней поверхности трубы и исключает дорогостоящий и трудоемкий способ замены трубопровода большого диаметра на меньший [3].

Для борьбы с ручейковой коррозией было предложено устанавливать, с определенной периодичностью, специальные муфты с комплектами рассекателей. В зависимости от реологических свойств перекачиваемого флюида были предложены три способа расположения рассекателей. Конусная форма рассекателя может использоваться при движении небольшого слоя подтоварной воды с высокой скоростью. Усеченный вариант предполагает формирование поперечного потока воды для подъема в верхние слои смеси в тех случаях, когда по нефтепроводу движется поток подтоварной воды, занимающий около трети сечения трубы. Для больших объемов воды в смеси предназначен не усеченный вариант расположения рассекателей. В этом случае весь поток воды будет закручиваться, вызывая некоторую турбулизацию потока смеси и, в этой связи, повышая потери напора.

Основная идея предложенного способа борьбы с ручейковой коррозией заключается в том, чтобы рассеять (эмульгировать) самый нижний слой жидкости (коррозионно-активной подтоварной воды), движущейся в трубопроводе при ламинарном движении потока, посредством рассекателей. После удара элементарного потока воды о неподвижную стенку, установленную под некоторым углом к оси трубопровода, он изменяет направление движения и, двигаясь вдоль стенки трубопровода, перемешивается с нефтью. После осаждения из водонефтяной эмульсии подтоварной воды в нижнюю часть трубопровода необходимо снова повторять этот процесс до конца трассы.



Рассмотрев все варианты, можно сделать следующие выводы. Применение диспергатора связано с существенными потерями энергии на транспортировку высоковязких нефтей и их дальнейшее деэмульгирование. При установке в нефтепровод диспергаторы необходимо выносить на байпасы, что приведет к увеличению экономических затрат. Турбулизатор по сравнению с рассекателями имеет более сложное строение и монтаж. При установке в нефтепровод турбулизаторы необходимо так же, как и диспергаторы, выносить на байпасы, что тоже приведет к увеличению экономических затрат. Применение же комплектов рассекателей позволяет решить эти проблемы, что делает их применение наиболее выгодным. Конструкция муфты с комплектом рассекателей, позволяющая снизить интенсивность внутренней коррозии и повысить срок службы [5].

Благодаря грамотной и надежной защите трубопроводов от коррозии происходит увеличение экономического эффекта: сокращаются затраты на ремонт и полную замену труб.

В XXI веке высокие темпы развития промышленности, повышение интенсивности производственных процессов, повышение основных технологических параметров (температура, давление, концентрация реагирующих средств и др.) предъявляют высокие требования к надежной эксплуатации технологического оборудования и строительных конструкций. Особое место в комплексе мероприятий по обеспечению непрерывной эксплуатации оборудования отводится надежной защите его от коррозии и применению в связи с этим высококачественных химически стойких материалов. Необходимость осуществления мероприятий по защите от коррозии обусловлено тем обстоятельством, что потери от коррозии приносят чрезвычайно большой ущерб. Основной вред от коррозии металла связан не только с потерей больших количеств металла, но и с порчей или выходом из строя самих металлических конструкций, т.к. вследствие коррозии они теряют необходимую прочность, пластичность, герметичность, тепло- и электропроводность, отражательную способность и другие необходимые качества. К потерям, должны быть отнесены также громадные затраты на всякого рода защитные антикоррозионные мероприятия, ущерб от ухудшения качества выпускаемой продукции, выход из строя оборудования, аварий в производстве и так далее. Защита от коррозии является одной из важнейших проблем, имеющей большое значение для современной промышленности.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями / Ф.М. Мустафин // Электронный журнал Нефтегазовое дело.–2003.–№1.–С.10–11.
- [2] Шаркова, Т. В. Коррозионно-опасная микрофлора грунтов нефтяных месторождений Западной Сибири / Т. В. Шаркова, Н. В. Кутлунина, Н. П. Мингалев // Нефтяное хозяйство. –2009. – № 8. – С. 108 – 111.
- [3] Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции: методические указания / Н.В. Чухарева, Р.Н. Абрамова, Л.М. Болсуновская.–Томск: Изд-во ТПУ, 2009.–64 с.
- [4] Клисенко Л.Б. Вероятные причины образования ручейковой коррозии в промысловых нефтепроводах, выявленной при техническом диагностировании / Л.Б. Клисенко, А.П. Лапшин, Д.В. Кудрин // Современная наука: актуальные проблемы и пути их решения.– 2015 – № 9 (22). – С. 58–61.
- [5] Копытова Н.П. Защита от коррозии промысловых трубопроводов / Н.П. Копытова // Проблемы современной науки и образования.–2017.–С. 19–22.



Я.Д. Нгуака

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – внутренняя коррозия, промышленный нефтепровод, технологические методы защиты

Для возникновения процесса электрохимической коррозии необходимо чтобы металл контактировал с водой [1, 2]. Однако предотвратить такой контакт в условиях транспортировки высокообводнённой продукции современных промыслов не удастся, в связи с этим данная проблема остаётся актуальной.

Цель работы – обобщить накопившиеся сведения и данные о проблемах и перспективах применения различных противокоррозионных методов и средств, а также провести анализ факторов и причин коррозионных процессов, различных способов защиты от коррозионного разрушения.

В настоящее время большинство промышленных трубопроводов уже достигла конца установленного срока службы [4], из-за этого увеличивается поток отказов на них. Одной из главных проблем, из-за которой происходят отказы и аварии на промышленных трубопроводах, является проявление коррозионной активности. В научной литературе определено, что 30% от числа аварий приходится именно на коррозионные повреждения трубопроводов [3, 5]. Внутренняя коррозия является главной проблемой промышленных трубопроводов, на нее приходится более 90% [3] от всего числа отказов, даже при использовании различных мероприятий по её устранению. Из-за частых отказов, вызванных «канавочным» износом (более 70 % аварий на промысле возникает из-за «канавочного» износа или «ручейковой» коррозии), необходимы поиски новых решений, чтобы обеспечить безопасную эксплуатацию трубопроводов, повысить долговечность и стабильность его функционирования.

Основные факторы, влияющие на степень коррозионной активности перекачиваемого продукта, являются соотношение объемов воды и нефти в газожидкостной смеси, содержание сероводорода, кислорода, углекислого газа, общей минерализации, кислотности, температуры и скорости движения пластовых и сточных вод.

Использование внутренних изоляционных покрытий [3] позволяет снизить контакт агрессивной компоненты скважиной продукции с металлом нефтепроводов, но существенно увеличивает стоимость такой системы, что не всегда оправдано. Кроме того, при пропуске внутренних средств очистки трубопроводов или промывки высокотемпературными средами покрытие очень быстро приходит в негодное состояние, при этом провести замену такого покрытия не представляется возможным без остановки трубопровода и демонтажа секции.

Использование ингибиторов коррозии повышает эксплуатационные издержки на поддержание работоспособного состояния трубопровода, при этом на промежутке времени 10-12 лет затраты на ингибирование за частую сопоставимы с затратами на капитальный ремонт.

Относительно простым средством защиты от внутренней коррозии остаются протекторы, размещённые во внутренней полости трубопровода. Однако в данном случае требуется совершенствование существующих конструкций протекторов, т.к. имеющиеся конструкции делают невозможным использование внутритрубных снарядов для очистки полости от скопления асфальта парафина смолистых отложений и механических примесей, что со временем приводит к снижению пропускной способности трубопровода.



На промысле, при перекачивании влажного газа или сильно обводненной нефти контактирование воды с металлом можно исключить несколькими способами:

- 1) предотвращать выпадения воды из потока;
- 2) удалять получившиеся скопления воды;
- 3) уменьшать количество воды в потоке.

В зависимости от обводненности добываемой продукции и скорости потока возможны образования различных структур течения, таких как эмульсионная или расслоенная на нефть и воду форма течения, которая может быть при любой обводненности и считается наиболее опасной. При увеличении скорости потока при обводненности переход расслоенной формы течения в эмульсионную структуру «нефть в воде» скорость коррозии трубопровода снижается, за счёт устранения макрокоррозионных пар дифференциальной аэрации. Таким образом на ранней стадии эксплуатации месторождения, когда обводнённость продукции позволяет получить эмульсию тип «вода в нефти» возможно снизить скорость растворения металла за счёт организации технологического процесса транспортировки скважинной продукции.

Чем меньше содержание воды в нефтегазоводяном потоке, тем меньшая скорость потока необходима, чтобы перевести воду во взвешенное состояние. Однако по мере увеличения обводнённости продукции этот метод противодействия коррозионному износу теряет эффективность. Поэтому предварительный сброс воды в системе промышленного сбора является одним из способов предотвращения внутренней коррозии трубопроводов.

Таким образом, необходимо проведение более детального технико-экономического исследования с целью корректировки технологических норм проектирования систем сбора и подготовки скважинной продукции с целью максимальной минимизации издержек, связанных с коррозией газонефтепроводов и оборудования резервуарного парка.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Красноярский В.В. Коррозия и защита подземных металлических сооружений / В.В. Красноярский, Л.Я. Цикерман.– Л.: Высшая школа, 1968. С. 43.
- [2] Ткаченко В.Н. Электрохимическая защита трубопроводных сетей: учебн. пособие.2-е изд.,перераб. и доп. / В.Н. Ткаченко.–М.: Стройиздат,2004.–320с
- [3] Защита трубопровода от коррозии: Том 2: / Ф.М. Мустафин [и др.]– СПб.: ООО «Недра», 2007. – 708 с
- [4] Блябляс А.Н. Совершенствование методов и технических средств защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии / А.Н. Блябляс // СФЕРА. Нефть и газ. 2016.–№51.–С. 52-53.

УДК 620.197.5

Т.К. Чипизубова, А.И. Шапошникова, Н.А. Чебаков, А.Я. Ляшков

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ РАСЧЕТА КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – станция катодной защиты, локальная коррозия, анодное заземление, катодная поляризация

В настоящий момент ни одно промышленное предприятие не может обойтись без использования углеродистой стали. В связи с этим возникает множество проблем, связанных с оптимальной и долговременной работой объектов нефтегазовой промышленности. Одной из самых глобальных проблем является необратимый процесс коррозии металлических сооружений [1].



Целью данной работы является поиск методов совершенствования нормативной методики расчета катодной защиты магистральных газопроводов (МГ).

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

- исследование работ, содержащих изучение влияния распределения токов и потенциалов по участку газопровода;
- разработка расчёта установок катодной защиты (УКЗ) на протяжении рассматриваемого объекта.

Основной проблемой при защите металлоконструкций от коррозии в грунтовом электролите является неравномерность распределения токов и потенциалов по участку. Эта проблема связана с тем, что на всей протяженности МГ наблюдается изменение удельного сопротивления грунта, проявляется особенность рельефа местности, степень оголённости, наличие дефектов, также огромное влияние оказывают изоляционные покрытия [2]. При этом потенциал земли будет значительно изменяться ввиду расположения анодных заземлений, оказывая влияние на степень защищенности всего газопровода. При смещении потенциала из оптимального диапазона активизируются коррозионные процессы. Уменьшение потенциала по модулю приводит к локальной коррозии, увеличение – коррозионное растрескивание под напряжением. Поэтому, при проектировании ЭХЗ газопроводов всегда стремятся найти компромиссное решение: с одной стороны увеличить протяженность защитной зоны УКЗ, экономя капиталовложения при установке минимально необходимого числа УКЗ, с другой – не допустить катодного отслаивания изоляции [3].

После проведения анализа числовых данных, согласно нормативной методике были выявлены: неравномерность распределяемого тока по газопроводу, а также взаимозависимость распределения от точки подключения УКЗ. Недостатками существующей методики является отсутствие возможности прогнозирования катодной поляризации на протяжении МГ на этапах проектирования электрохимической защиты (ЭХЗ), а также не позволяет достоверно рассчитать требуемые параметры катодной защиты [4].

Полученные результаты используемой нормативной базы позволяют сделать вывод, что при рассматриваемой проблеме неравномерного распределения потенциала, образуется лимитирующий участок, который способствует снижению эффективности ЭХЗ.

При изменении точек подключения станций катодной защиты к системе МГ, корректировке режимов установки с увеличением выходного тока и оценке остаточного ресурса анодных заземлений был произведен ряд предварительных расчетов, благодаря которым удалось установить закономерность, при которой равномерное распределение защитного потенциала относительно первоначального выбора расположения станции катодной защиты достигается в определенных точках подключения УКЗ. Это позволило определять на этапе проектирования электрохимической защиты оптимальные точки подключения УКЗ на участке МГ.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель – Краус Юрий Александрович, доцент каф. НГДСиМ, ОмГТУ

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Локтева Д.В., Попов А.М., Ганиев Р.И., Новоселов И.В. Методы борьбы с коррозией трубопроводов//Аллея науки. 2017. №7. С.176-186.
- [2] Агинеи Р.В. Исследование влияния защитных заземлений электроустановок на эффективность электрохимической защиты подземных трубопроводов на территории промышленных площадок / Р.В. Агинеи, Е.В. Исупова // Трубопроводный транспорт: теория и практика– 2017– № 3 (61)– С.16–20.

[3] Baeckmann W., Schwenk W. Handbuch des katodischen Korrosionsschutzes. Verlag Chemie. 1980.465 s.

[4] Яблучанский А.И. О выборе установки катодной защиты трубопровода при разработке проектных решений / А.И. Яблучанский // Коррозия территория нефтегаз. –2018. – № 1(39). – С. 92–96.

УДК 621.6.052 : 621.3.031

Е.С. Удалова, А.А. Литвин

ПРИМЕНЕНИЕ СУПЕРМАХОВИКОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – супермаховик, энергоэффективность, насосы

Компании нефтегазовой промышленности России в настоящее время терпят убытки в связи с постоянно изменяющейся ситуацией на международном рынке. Однако сектор оказывает значительное влияние на экономику государства, к 2018 году формируя более 20% доходной части государственного бюджета [1], поэтому существует необходимость поиска, разработок и внедрения новых технологий и адаптивных стратегий, чтобы дать компаниям возможность снизить влияние возникающих рисков и добиться устойчивого сокращения расходов, роста прибыли и развития предприятия.

Одним из самых крупных потребителей энергии среди отечественных отраслей можно назвать топливно-энергетический комплекс. Наибольшие затраты нефтегазовых предприятий приходятся именно на электроэнергию при перекачке нефти, составляя около 25-30% годовых эксплуатационных расходов и побуждая компании уделять большое внимание собственной энергоэффективности [2]. Президент-основатель и главный исполнительный директор глобального аналитического центра JPMorgan Chase Institute Дайана Фарелл дает этому понятию следующее определение: энергоэффективность – отношение произведенной добавленной стоимости к количеству потребляемой при этом энергии [3]. Основными путями развития этого критерия в нефтегазовом секторе можно назвать разработки в различных направлениях, таких как: применение установок с более высоким КПД, эксплуатация погружного оборудования в периодических режимах работы, использование энергосберегающих материалов и многое другое.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что проблема усовершенствования оборудования с целью снижения уровня затрат на электроэнергию всегда будет актуальной. При этом, несмотря на довольно большое количество исследований в данной области [4], стоит отметить, что активной реализации принципиально новых технологий в настоящий момент не наблюдается, компании нефтегазовой отрасли не используют максимум возможных решений.

Важность поиска путей развития отмечается в «Прогнозе научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года» Министерства энергетики Российской Федерации: «Необходимо продолжать работу по развитию новых технологий в сфере хранения энергии, уделить внимание таким устройствам, как супермаховики, сверхпроводящие индуктивные накопители и др., прогрессивных не только в ключе масштабного накопления электрической энергии, но также способных обеспечить сглаживание пиковых нагрузок, выровнять напряжения и силу тока, компенсировать перебои в поставках в аварийной ситуации сетей и станций».

Цель данной работы – рассмотреть возможности и преимущества применения маховичных накопителей энергии на насосных установках предприятий нефтегазового сектора. В ходе исследования были выделены следующие задачи: изучить принципы работы



супермаховика посредством анализа доступной литературы; выделить преимущества и недостатки использования данного типа накопителя энергии; проанализировать соответствие данного устройства требованиям нефтегазовых компаний на основе информационной базы, включающей в себя находящиеся в свободном доступе отчеты об устойчивом развитии компаний, статьи отечественных и западных авторов и материалы научной периодики.

Несмотря на то, что маховик – не новое изобретение, возможность его широкого распространения в качестве конкурентоспособного приспособления, предназначенного для накопления энергии, появилась не так давно; способствовали этому высокие темпы прогресса в различных отраслях, повлекшие за собой развитие подшипников на магнитной подвеске, композитных материалов, полупроводниковой электроники и электрических машин, ставших более совершенными и доступными. Маховики уже играют значительную роль на различных этапах нефтегазовой промышленности: они нашли себе применение в качестве регулятора движения долота бура [5], распространены в запорной арматуре [6], однако целесообразнее использовать их подвид – супермаховик на магнитной подвеске – в качестве накопителя энергии на насосных установках. Принцип бесперебойной работы установок требует использования выступающего в роли уравнивающего устройства энергетического аккумулятора, который смог бы обеспечить необходимую энергию для питания привода и оградить от непродолжительных скачков напряжения, происходящих постоянно и занимающих более 60% времени работы сети [7]. Наиболее широко используются на данный момент гравитационные и пневматические аккумуляторы. Однако инерционный аккумулятор на основе гидропривода с использованием маховика в качестве аккумулятора энергии можно назвать более надежным и продвинутым решением [8].

Кроме того, это устройство не требует больших экономических затрат при установке и обслуживании, не нуждается в использовании дополнительных устройств передачи и не меняет кинематическую схему цепи устройств. Его применение можно назвать эффективным, так как КПД маховика достигает 97-98%, т.е. накопленная энергия практически не убывает в связи с тем, что ось вращающегося маховика закреплена в магнитной подвеске, сводя к практически нулевому значению сопротивление при вращении. В сравнении с электроаккумуляторами, супермаховики выигрывают и по показателям долговечности и малой изнашиваемости [9, 10]. Такие устройства экологически чище [11], что в современном мире играет далеко не последнюю роль. Компании нефтегазового сектора готовы тратить значительные суммы для минимизации вреда окружающей среде. Предложенный накопитель энергии отличается устойчивостью к внешним воздействиям, обладая широким температурным диапазоном нормальной работы в пределах от -40°C до $+65^{\circ}\text{C}$ (что представляется важным при эксплуатации в условиях вечной мерзлоты), вибрационной и ударной стойкостью [12].

Таким образом, суперконденсатор позволяет модернизировать насосные установки оптимально с позиции удельных эксплуатационных затрат в целом. Модульность, высокая эффективность, быстрая накопительная способность и продолжительная работоспособность без обслуживания – всё это значимые показатели для нефтегазового сектора. Критерии экологичности и хорошей температуростойкости также можно отнести к весомым в данной отрасли показателям, поскольку они способствуют расширению возможной территории применения данного устройства на территории нашего государства. Быстрый отклик на скачки напряжения в сети и высокие мощностные характеристики на выходе могут применяться для поддержания необходимого уровня электропитания и общей надежности сети одновременно с выполнением задачи накопления энергии.

Анализ характеристик и специфических особенностей применения маховичных накопителей позволили определить рациональность их введения в цепочку устройств насосных установок нефтегазовой промышленности. В итоге был сделан вывод о том, что такие суперконденсаторы являются перспективным способом запасания необходимой в производстве энергии и улучшения качества и надежности электрических сетей.

Продолжение исследования предполагает выполнение разработки конкретной модели системы и конструктивных изменений, расчёта возможных изменений габаритов производства, анализа выгоды экономических затрат на установку, дальнейшую эксплуатацию и выведение из строя по сравнению с дальнейшим использованием старых методов и средств.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель - Краус Ю.А.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Койзбий, А. Влияние нефтяной отрасли России на экономику страны и перспективы решения данной зависимости / А. Койзбий, М.А. Новак, Е.И. Козлова // *Инновационная экономика: перспективы развития и совершенствования*. – 2018. – №7(33), Том 1. – С. 211-217.
- [2] Краткий обзор ключевых показателей деятельности ПАО «Транснефть» и сопоставимых зарубежных компаний за 2016–2017 гг. [Электронный ресурс] / KPMG // 2018. – 27 с. – URL: https://www.transneft.ru/u/news_article_file/16911/transneft.pdf (30.06.2020)
- [3] Фаррелл Д. Ставка на энергоэффективность / С.Найквист, М. Роджерс, Д. Фаррелл// *Вестник McKinsey: теория и практика управления*. – 2007. – №17. – С.50-65.
- [4] Фатхелбаянов Р.М. Снижение затрат как путь эффективного развития предприятия / Р.М. Фатхелбаянов Сатарова М.Н. // *ПРОБЛЕМЫ НАУКИ* – 2018 – 46 с.
- [5] Аксенова, Н.А. Справочник бурового мастера. Учебно-практическое пособие. В 2-х томах. Т.2 / Н.А. Аксенова, М.С. Бахарев, Е.И. Гаврилов и др. // М.: Инфра-Инженерия, – 2006. – 608 с.
- [6] Землеруб Л.Е. Резервуары повышенной надежности с динамическим взаимодействием конструктивных элементов / Л.Е. Землеруб, А.Ю. Егоров, В.В. Ягавкин // *Neftegaz.ru*. – 2015. – №11(12). – С. 82-83.
- [7] McGranaghan M.F. Voltage sags in industrial systems / M.F. McGranaghan ; D.R. Mueller ; M.J. Samotyj and other // *IEEE Transactions on Industry Applications*. – 1993. – № 2. – P. 397-403.
- [8] Молчанов, А.Г. Пути дальнейшего совершенствования штанговых скважинных насосных установок [Электронный ресурс] / А.Г. Молчанов // *Бурение и нефть*. – 2014. – №1. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2014-02/1> (29.06.2020).
- [9] Соколов М.А. Сравнительный анализ систем запасания энергии и определение оптимальных областей применения современных супермаховиков / М.А. Соколов, В.С. Томасова, R.P.Jastrzębski // *Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики*. –2014. – №4(92). – С.149-155.
- [10] Вецпер Е. В. Улучшение качества электрических сетей как ключ к энергоэффективному производству / Е.В.Вецпер // *Новые решения для развития нефтегазовой отрасли: сб. науч. тр. (по материалам IV Пермского нефтегазового форума)* / отв. ред. К. А. Мещеряков; Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть». – Пермь, 2018. – 119 с.
- [11] Wicki S., Hansen E.G. Clean energy storage technology in the making: An innovation systems perspective on flywheel energy storage// *Journal of Cleaner Production*. – 2017. – №162 – P. 1118-1134.
- [12] Smith S.C. Advancement of energy storage devices and applications in electrical power system / S.C. Smith, P.K.Sen, B. Kroposki // *IEEE Power and Energy Society General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. – Pittsburgh, USA. – 2008. – № 4596436. – P.367-371.

Секция 3

Диспетчерско-технологическое управление, товарно-транспортная работа и метрология

УДК 622.692.4.053

А.М. Овчаренко, Д.М. Овчаренко

ВЛИЯНИЕ НИЗКОЧАСТОТНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО ПОЛЯ НА ИЗМЕНЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СЛАБОСЖИМАЕМЫХ ВЯЗКИХ СРЕД

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ключевые слова – ультразвуковое поле, реологические свойства, вязкость

Для нефтяного рынка РФ характерно ухудшение структуры сырьевой базы с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) [1]. В связи с этим возникает проблема перекачки таких нефтей, поскольку использование традиционных вариантов трубопроводного транспорта приводит к высоким гидравлическим потерям, а также к риску застывания перекачиваемого продукта, необходимости увеличения производственных мощностей оборудования.

Актуальность исследования состоит в обеспечении требуемых объемов перекачки, сохранении эффективного диаметра трубопровода с наименьшими затратами для предприятия, с минимизацией потребления энергии на объектах нефтепроводного транспорта. Это определяет способность нефтетранспортных компаний развиваться с учетом требований N 261-ФЗ [2] и требований Энергетической стратегии РФ на период до 2035 года [3].

Цель исследования – разработка оптимальной технологии обработки вязкой нефти на основе низкочастотного ультразвукового (УЗ) поля для снижения гидравлически потерь углеводородов (УВ) при эксплуатации нефтепровода (НП). Задачи: провести литературный обзор современных методик снижения вязкости нефти; исследовать зависимость влияния низкочастотного УЗ воздействия на реологические свойства пробы вязкой нефти; определить оптимальный метод воздействия на пробу нефти для снижения значения некоторых реологических свойств нефти; рассчитать величину гидравлических потерь при транспортировке необработанных и обработанных нефтей по модельному участку трубопровода. В целом, указанное является стратегией не только отраслевого, но и межотраслевого характера, и влияет на государственное управление энергетическим сектором РФ.

Согласно кривой течения жидкости, к реологическим свойствам будем относить: вязкость (μ, η), плотность (ρ), температуру застывания ($t_{заст}$), напряжение сдвига (τ) и скорость сдвига (G).

После введения понятия *реологических* свойств необходимо рассмотреть современные методы улучшения реологических свойств неньютоновской Ж для ресурсоэффективной ее транспортировки по трубопроводам (ТП) способом регулировки свойств.

Современные подходы свидетельствуют, что могут быть применены разные методы, в частности, методы воздействия физико-химических полей на трубопровод и на углеводородную среду (рис. 1). Первый способ воздействия – тепловое поле. Снижение вязкости при повышении температуры объясняется достижением определенных характерных температур нефти.

Второе поле – химическое. Влияние присадок на напряженно-деформируемое состояние участка НП с помощью программной системы ANSYS представлено в работе авторов [4]. При

снижении линейного давления (на 1,8 МПа) наблюдается снижение деформации по краям ТП (порядка 0,7 мм) и равномерное снижение напряжений (с 150 МПа до 85 МПа).

Способом комбинированного воздействия является ультразвук и термообработка. Кривая течения нефти представляет собой петлю гистерезиса, так как нефти присущи тиксотропные свойства [5]. Эффект действия акустической обработки схож с действием термообработки при нагреве до одинаковых температур.

По данным обзора, определено, что УЗ поле применяется для коагуляции частиц воды в нефтяной эмульсии. В целом, проведенный литературный анализ свидетельствуют, что выбор любой технологии предварительного воздействия на нефть заключается не только в эффективном изменении реологических свойств, но и в их сохранении в течении длительного периода времени, поэтому в постановке задач исследования был заложен фактор времени и принцип комбинирования технологий.

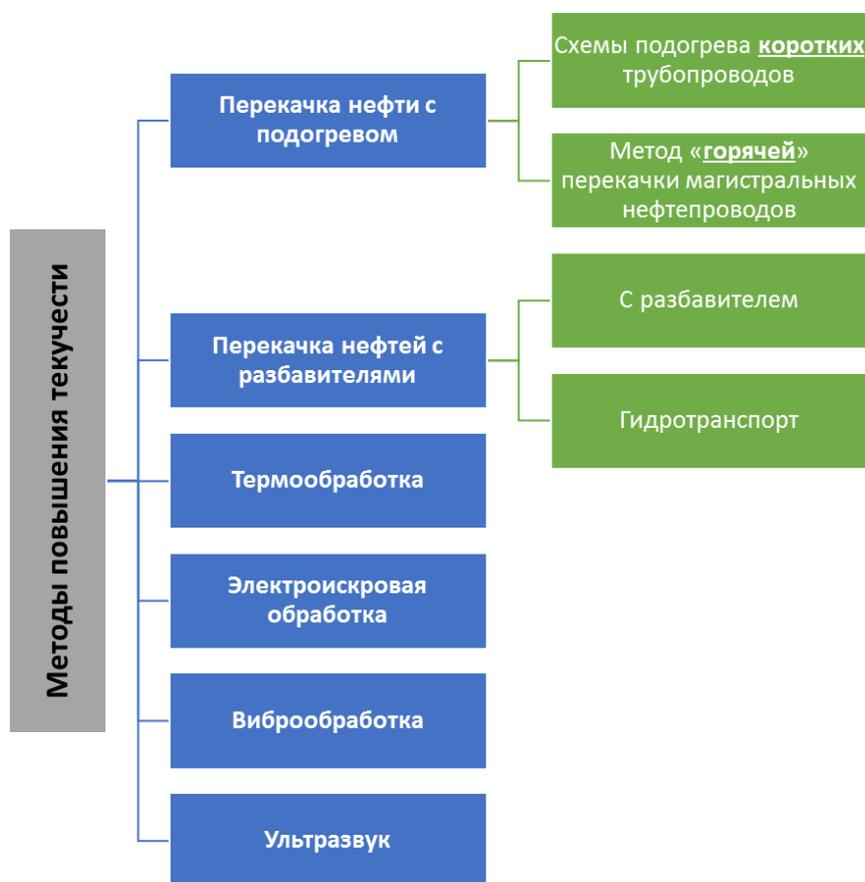


Рис.1. Современные методы воздействия, регулирующие реологические свойства нефти



Рис. 2. Вискозиметр Штабингера SVM 3000



Рис. 3. Ультразвуковая мойка Bradex «Очиститель»

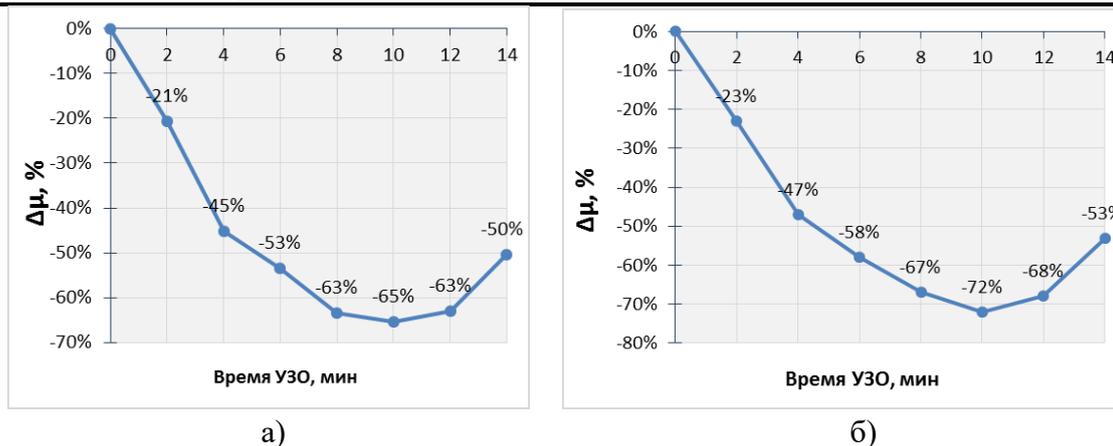
Предмет исследования – неподготовленная нефть (CrO) с месторождения Z. На основании лабораторных исследований, определили, что CrO характеризуется как тяжелая, высокообводненная, согласно ГОСТ Р 51858-2002 [6], высокопарафинистая, смолистая и высоковязкая, согласно [7]. Далее будут рассмотрены методы низкочастотного УЗ воздействия на реологические свойства нефти. Измерение реологических характеристик нефти проводилось с использованием вискозиметра Штабингера SVM 3000 (рис. 2). Для инициализации УЗ поля применен УЗ генератор (рис. 3).

Влияние УЗ обработки на некоторые реологические свойства образца нефти CrO исследовалось при по принципу длительности обработки с заданным шагом времени. Методика (рис. 4): проба нефти в течении 7-10 минут интенсивно перемешивается, термостатирование при 20°C в течение 10 минут. После отбирается образец, объемом 5 мл и помещается в УЗ мойку для обработки частотой 20 кГц в течение заданного времени с интервалом обработки 2 мин, измеряем реологические свойства с помощью вискозиметра Штабингера SVM 3000. Результат заносим в таблицу. Для образца CrO предварительное обезвоживание хлористым кальцием. Результаты эксперимента представлены на рис. 5. Повтор – 3 раза, результат – усредненное значение.

Для обезвоженного и эмульсии образца CrO оптимальна низкочастотная УЗ обработка при времени равном 10 минут на частоте 20 кГц при 20°C, при этом снижение вязкости произошло на 65% и 72%, соответственно.



Рис. 4. Методика по УЗ обработки



а) б)
Рис. 5. Влияние УЗ обработки при 20 кГц на вязкость обезвоженного (а) и эмульсии (б) образца CrO

Эффективность проведенной обработки нефти для улучшения ее реологических свойств нужно рассматривать для каждого конкретного случая, поскольку исходные нефти отличаются набором определенных физико-химических свойств.

В общем, значительно быстрее достичь максимального снижения показателя вязкости при комбинации различных способов. Однако, нужно учитывать экономическую эффективность проведения обработки, а также влияние на окружающую среду. Также важен фактор сохранения полученных значений улучшенных реологических свойств в силу тиксотропных свойств нефти.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель – Чухарева Н.В., доцент ОНД ТПУ, к.х.н.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. акад. А.А. Макаров, чл.-корр. Н.И. Воропай. М.: ИНЭИ РАН, 2018. 309 с. [Электронный ресурс].–URL: https://www.eriras.ru/files/sistemnye_issledovaniya_mch-.pdf (11.03.2020).
- [2] Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями). [Электронный ресурс]. – URL: [https:// http://base.garant.ru/12171109/](https://base.garant.ru/12171109/) (25.03.2020).
- [3] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (15.06.2020).
- [4] Влияние на напряженно-деформируемое состояние участка нефтепровода парафинистых нефтей с использованием депрессорных и ингибирующих присадок / П.В. Бурков, С.П. Буркова, И.Е. Сироткин
- [5] Влияние термообработки и ультразвука на вязкость высокопарафинистой нефти Кыртаельского месторождения РК / В.О. Некучаев, М.М. Михеев
- [6] ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200028839> (10.03.2020).
- [7] Распоряжение Минприроды России от 19.04.2018 N 11-р «О внесении изменений в Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477, утвержденные распоряжением Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.02.2016 N 3-р» [Электронный ресурс]. – URL: <https://legalacts.ru/doc/rasporjazhenie-minprirody-rossii-ot-19042018-n-11-r-o-vnesenii/> (10.03.2020).

Е.О. Штанько
**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УЧАСТКА
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА**

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

Ключевые слова – режимы работы технологического участка магистрального нефтепровода, оптимизация, затраты электроэнергии, задача линейного программирования, противотурбулентная присадка

Управление процессом перекачки нефти по магистральному нефтепроводу сводится к выбору и реализации определенных режимов работы технологических участков магистрального нефтепровода (ТУ МН) в определенные временные промежутки. Эти режимы отличаются между собой устанавливаемой производительностью перекачки и определяются количеством, а также подачей и напором работающих магистральных насосов на нефтеперекачивающих станциях (НПС). Иначе говоря, режим работы участка нефтепровода представляет собой определенную комбинацию одновременно включенных насосных агрегатов всех НПС, а программа перекачки (график эксплуатации ТУ МН) на плановый период формируется, в свою очередь, из последовательности определенных режимов и установленного времени работы на каждом из них.

Необходимо иметь в виду, что каждая комбинация работающих насосных агрегатов на НПС, то есть каждый допустимый режим работы ТУ МН, сопряжен с определенной величиной необходимой электрической энергии. И, поскольку потребление электрической энергии занимает наибольшую долю в структуре потребления энергетических ресурсов в системе нефтепроводного транспорта, вопрос энергоэффективной организации работы ТУ МН имеет особую важность и актуальность в настоящее время.

Оплата потребленной электрической энергии производится по трем составляющим: электроэнергия по каждому часу; покупная мощность, представляющая собой потребление электроэнергии предприятием в час пиковой нагрузки, определенный для региона расположения производства; сетевая мощность, представляющая собой максимальное значение потребления электроэнергии предприятием в часы пиковой нагрузки, определенные для каждого месяца и ценовой зоны.

Важно отметить, что именно оплата сетевой мощности составляет наибольшую долю в структуре энергетической составляющей денежных затрат нефтепроводного предприятия. Данный факт, несомненно, необходимо учитывать при формулировке условий оптимизационной задачи для режимов работы ТУ МН.

В общем случае, стоимость потребленной электроэнергии имеет индивидуальное значение для каждого часа суток. Однако, для упрощения проведения и оценки результатов оптимизационных расчетов предлагается разделить сутки на две зоны в соответствии с часами пиковой нагрузки, заданными для расчета сетевой мощности. Первая зона определяется как «высокая», характеризующаяся высоким тарифом на электроэнергию, вторая – как «низкая», характеризующаяся сниженным тарифом. Следовательно, для уменьшения суммарных денежных затрат на оплату электроэнергии необходимо организовать работу технологического участка нефтепровода таким образом, чтобы наиболее энергетически затратные комбинации включения насосов реализовывались преимущественно в «низкой» временной зоне, что позволит существенно сократить расходы на оплату сетевой мощности.



Итак, рассматривается задача оптимального планирования процесса перекачки, заключающаяся в определении такой последовательности допустимых режимов работы ТУ МН во времени, которая минимизирует денежные затраты на оплату израсходованной насосным оборудованием электроэнергии при обязательном выполнении установленного плана поставок нефти за заданный период. Предлагается двухэтапный способ проведения оптимизации режимов работы ТУ МН, представляющий собой, на первом этапе, решение классической задачи линейного программирования в виде системы уравнений и неравенств, сводящей к минимуму целевую функцию стоимости потребленной электроэнергии за определенный промежуток времени [1].

Проведение второго этапа оптимизационного расчета позволяет учесть, что затраты на сетевую мощность составляют наибольшую долю в структуре денежных затрат на оплату электроэнергии, потребляемой для осуществления насосными агрегатами перекачки нефти. Данный этап заключается в последовательном введении в решаемую систему дополнительных ограничительных уравнений, обеспечивающих отказ от эксплуатации наиболее энергоемких режимов работы ТУ МН в «высокой» временной зоне.

Рассмотренные в работе примеры наглядно продемонстрировали, что реализация предлагаемого второго этапа оптимизации режимов работы ТУ МН позволяет значительно снизить суммарные денежные затраты на оплату электроэнергии путем существенного снижения стоимости потребленной сетевой мощности. Так, например, для технологического участка модельного нефтепровода с наружным диаметром 1067 мм, состоящего из трех перегонов с головной и двумя промежуточными нефтеперекачивающими станциями, оснащенными тремя насосами марки НМ 10000-210 на подачу 7000 м³/ч каждая, экономия денежных средств за счет реализации второго этапа оптимизации при плане поставок нефти со средним расходом равном 6520 м³/ч составила 8,064 млн. руб. в месяц, при плане 6120 м³/ч – 7,962 млн. руб. в месяц. Такие результаты были получены путем отказа от эксплуатации режимов с максимальным количеством работающих насосов в периоды с высоким тарифом на оплату электрической энергии и снижения, как следствие, стоимости сетевой мощности.

Итак, в работе рассмотрен вопрос о выборе оптимального графика эксплуатации ТУ МН. За критерий оптимальности принят минимум суммарных денежных затрат на оплату электрической энергии, потребляемой для осуществления процесса перекачки нефти. Предложен способ определения оптимального графика работы технологического участка нефтепровода путем решения задачи линейного программирования, сформулированной таким образом, который учитывает все особенности подсчета стоимости потребленной электрической энергии.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель – д.т.н., профессор кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Заслуженный деятель науки Российской Федерации Лурье М.В.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Голунов Н.Н. Выбор оптимального режима эксплуатации технологического участка нефтепровода с применением карт режимов работы /Н.Н. Голунов, М.В. Лурье//Территория НЕФТЕГАЗ.–2018.–№12.–С. 20-24
- [2] Лурье М.В. Итерационный алгоритм гидравлического расчета установившихся режимов работы магистральных нефтепроводов / М.В. Лурье, А.С. Дидковская //Территория НЕФТЕГАЗ.–2013.–№3.–С. 70-75
- [3] Лурье М.В. Расчет параметров перекачки жидкостей с противотурбулентными присадками / М.В. Лурье, Н.С. Арбузов, С.М. Оксенгендлер // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.–2012.–№2 (6).– С. 56-60



В.А. Самойлов
**РАЗРАБОТКА МОДУЛЯ ПО РАСЧЁТУ ХАРАКТЕРИСТИК
МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА В ТРУБАХ**

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Ключевые слова – режим течения, многофазный поток, модерирование

На основе эмпирических корреляций в Excel разработан инженерный модуль расчёта PVT -характеристик водонефтегазовой смеси, реологических и гидродинамических параметров многофазных потоков в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных трубах. Реализованные в модуле алгоритмы позволяют произвести оценку нестационарных режимов при различных изменениях входных показателей: давления в скважине, температуры пластовой нефти, плотности газа, дегазированной нефти, газонасыщенности, дебита скважины, диаметра трубы. Разработанный модуль позволяет также определять тип и структуру многофазного потока.

Современный интерес к исследованию течений многофазных сред связан с большим количеством практических проблем. При изучении многофазных потоков невозможно применять единые универсальные методы и средства их реализации по причине значительных различий особенностей измерительного процесса в каждом конкретном случае. Однако осуществление расчетов многофазных течений необходимо, так как появляется возможность добиться решения сразу нескольких задач: оптимизации затрат на трубопроводы, достижения оптимальных условий протекания процессов, что в свою очередь влияет на подбор насосов и другого оборудования [1].

Измерение трех отдельных дебитов перемешанных между собой фаз (нефти, газа и воды) без их предварительного разделения представляет собой трудную задачу. Проблема заключается в том, что существующие на данном этапе методики расчетов, которые имеют хорошую точность для однофазных потоков, являются недопустимыми для проведения расчетов многофазных потоков. Из-за некоторых особенностей их течений точность измерений падает.

В настоящее время существует большое число программных средств, предназначенных для анализа, моделирования и прогнозирования сложных процессов поведения многофазного потока. Широко используются Hysys, Pipesim, которые имеют существенный недостаток - предназначены для моделирования в стационарных режимах, а также динамический симулятор мультифазного потока OLGA, позволяющий производить расчет параметров как в стационарных, так и в переходных режимах потока. Однако использование таких продуктов связано с приобретением дорогостоящих лицензий и подготовкой квалифицированного персонала для проведения расчётов. Поэтому разработка методов инженерных расчётов является актуальной задачей.

Для выполнения данной работы были взяты за основу эмпирические корреляции Standing, а также математические модели однофазного и многофазного потока в трубах. Данные и модели были перенесены в Excel для определения параметров и структуры потока при различных исходных данных (дебит скважины, пластовое давление, температура, газонасыщенность) [2].



Одной из важнейших характеристик для дальнейшего анализа нефтегазовой смеси является – давление насыщения, то есть критического значения давления, при понижении которого из газонасыщенной нефти начинается выделяться газ.

В нашей работе мы предлагаем определять давление насыщения как функцию от температуры, относительной плотности газа и нефти и начального газосодержания.

$$p_b(T) = 0,5197 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0,83} 10^{y_g(T)}, \quad (1)$$

где p_b - давление насыщения;
 R_{sb} - газосодержание при давлении насыщения;
 γ_g - относительная плотность газа;
 y_g - мольная доля газа;
 y_0 - относительная плотность нефти по воде;
 T - температура.

$$y_g = 1,225 + 0,00164 \cdot T - \frac{1,769}{\gamma_0}. \quad (2)$$

На основе эмпирических корреляций в Excel разработан инженерный модуль расчёта PVT-характеристик водонефтегазовой смеси, реологических и гидродинамических параметров многофазных потоков в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных трубах.

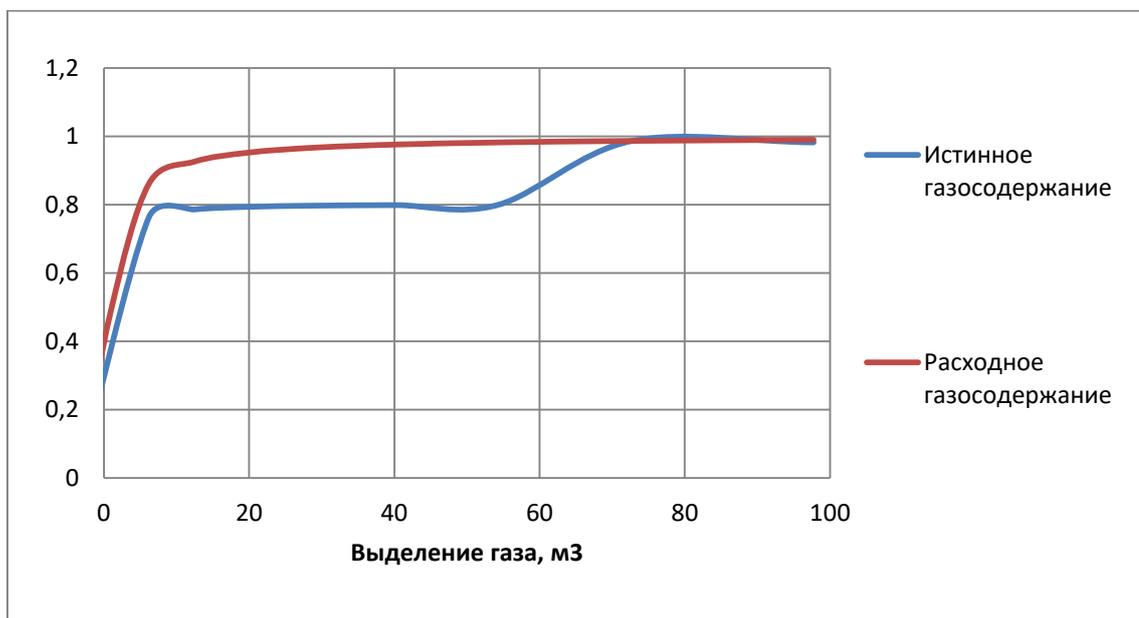


Рис. 1. Зависимость газосодержания от выделения газа

Определение структуры течения позволяет определить истинное объемное газосодержание (отношение площади, занимаемой газом в сечении трубы, к площади, занимаемой нефтью). Нахождение данной величины в свою очередь дает численную оценку скоростям фаз. Однако, рассматривая трубу, в сечении которой находится одновременно две фазы: жидкая и газовая, нельзя считать полученные значения скоростей корректными, так как при помощи объемного расхода удастся определить только приведенные скорости фаз. Для нахождения истинных скоростей фаз требуется истинное газосодержание.



Расчеты в модуле позволяют произвести оценку нестационарных режимов при различных изменениях входных показателей: давления в скважине, температуры пластовой нефти, плотности газа, дегазированной нефти, газонасыщенности, дебита скважины, диаметра трубы, а также определять структуру течения.

Дальнейшее развитие проекта состоит в добавлении новых функций в модуль, а именно: расчет водогазонефтяных эмульсий и расчет газлифтного способа добычи.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель к.ф.-м.н., доцент Тютяев А.В.

СПИСОК ИСТОНИЧКОВ

- [1] Марон В.И. Гидравлика двухфазных потоков в трубопроводах: Учебное пособие / В.И. Марон.– СПб.: Издательство «Лань», 2012.–256 с.
- [2] Дунюшкин И.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды / И.И. Дунюшкин, И.Т. Мищенко, Е.И. Елисеева.–М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004 г.– 448 с.

УДК 622.692.4.053

В.А. Иванов

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – переходный процесс, насосный агрегат, магистральный нефтепровод, энергопотребление, мощность

Основой успешной работы нефтепроводного предприятия является грамотное планирование использования ресурсов трубопроводной системы для перекачки требуемых объемов нефти и нефтепродуктов. В частности, важной составляющей в повседневном планировании работы нефтепровода является применение наиболее безопасных и прогнозируемых переходных процессов при смене технологических режимов. Для стационарных режимов работы магистральных нефтепроводов разработано множество расчетных программ, которые с учетом опыта эксплуатации дают довольно точные расчеты параметров перекачки. Но для переходных процессов такие расчетные программы с учетом использования существующих методик [1, 2] расчета не способны производить достаточно точные расчеты в короткие сроки планирования электроэнергии на заявляемый период и, тем более, при расчете развития нестационарных процессов в режиме реального времени. Ошибки при планировании электроэнергии на переходных процессах магистральных нефтепроводов в связи с отсутствием простого рабочего инструмента для таких расчетов достигают иногда 100 % и ведут к неполному исполнению федеральных и корпоративных программ по энергосбережению и энергоэффективности [3].

Переходный процесс в магистральном нефтепроводе описывается математической моделью слабо сжимаемой жидкости и представляет собой систему дифференциальных уравнений с частными производными



$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial t} + \rho_0 c^2 \cdot \frac{\partial v}{\partial x} = 0; \\ \rho_0 \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\lambda(\text{Re}, \varepsilon) \frac{1}{d} \frac{\rho_0 v |v|}{2} - \rho_0 g \cdot \sin \alpha(x). \end{cases} \quad (1)$$

Первое уравнение системы является уравнением неразрывности; второе уравнение системы – уравнение движения жидкости, текущей в трубопроводе[4].

Указанная выше система уравнения решается путем введения начальных и краевых условий, которые являются неотъемлемой частью любой расчетной модели переходного процесса.

Для реализации поставленной задачи по расчету параметров переходного процесса магистрального нефтепровода приняты некоторые допущения:

- жидкость в трубопроводе слабо сжимаемая, однородная, сплошная;
- скорость распространения волны давления – конечная величина и зависит от параметров трубопровода и перекачиваемой нефти;

Предлагаемый подход реализован в программном комплексе Microsoft Excel – разработано приложение для расчета переходных режимов технологического участка «Омск – Анжеро-Судженск» магистрального нефтепровода «Омск-Иркутск» диаметром 720 мм и длиной 930 км [5, 6, 7]. Для примера произведен расчет переходного процесса при запуске перекачки с остановки на минимальный режим работы с четырьмя нефтеперекачивающими станциями. График изменения потребляемой мощности приведен на рис. 1.

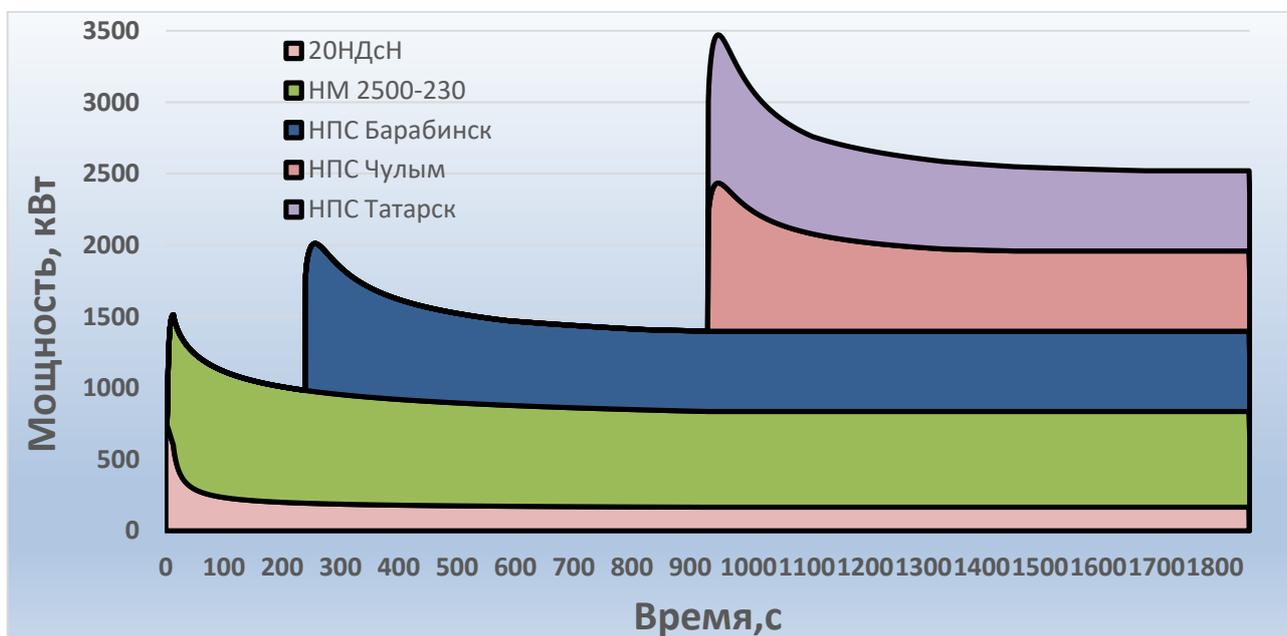


Рис. 1. Изменение потребляемой мощности насосными агрегатами с момента запуска перекачки и до выхода на стационарный режим

В таблице 1 приведено сравнение расчетных значений и их погрешность относительно опытных данных аналогичного перехода на технологическом участке «Омск – Анжеро-Судженск» магистрального нефтепровода «Омск – Иркутск».

Таблица 1. Энергопотребление насосными агрегатами

	Энергопотребление, кВт*час		Отклонение, %
	Факт	Расчет	
ПНС Омск	225	208	7,7
МНС Омск	837	770	8
НПС Татарск	745	677	9,1
НПС Барабинск	701	641	8,5
НПС Чулым	623	574	7,9

Разработанный программный продукт не учитывает всех особенностей рабочих колес и расходно-напорных характеристик каждого насосного агрегата, но имеет возможность более тонких настроек для каждой расчетной модели закладываемого нефтепровода.

Также необходимо отметить, что большую роль в переходном процессе играет человек, который планирует энергопотребление на заявляемый период, закладывая определенную временную последовательность запусков и остановок насосных агрегатов, которая не всегда является оптимальной для управления магистральным нефтепроводом диспетчерским персоналом с точки зрения эффективности энергопотребления и безопасности.

Дополнительно необходимо учитывать исходные параметры работы трубопровода в момент начала перехода, которые могут существенно изменять последовательности времени пусков и остановок.

Предлагаемый подход расчета переходных режимов работы магистрального нефтепровода показал перспективность своего дальнейшего развития для применения при планировании энергопотребления магистральных насосных агрегатов на заявляемый период, однако требует более детальной проработки и калибровки на реальной физической модели – магистральном нефтепроводе с целью увеличения требуемой энергосбытовыми компаниями точности расчетов.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель – доцент кафедры НГДСиМ, к.т.н. М. О. Мызников.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Методика расчета нестационарных технологических режимов работы магистральных трубопроводов [Текст] : РД-75.180.00-КТН-255-14: утв. ОАО «АК «Транснефть»: введ. в действие с 19.12.14. - М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 129 с.
- [2] Агафонов Е.Д. Об учете скорости распространения волн давления при моделировании неустановившихся процессов с помощью matlab/simhydraulics / Е.Д. Агафонов, А.Г. Миронов, Ю.Н. Безбородов // Вестник иркутского государственного технического университета №8(103) – Иркутск, 2015. – С.12–19.
- [3] Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» // Российская газета. 27 ноября 2009 г. Федеральный выпуск № 5050 (226).
- [4] Лурье М.В. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа / М.В. Лурье.–М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. - 477 с.
- [5] Иванов В.А. Расчет энергопотребления насосных агрегатов при переходных процессах в магистральных нефтепроводах / В.А. Иванов, М.О. Мызников //Трубопроводный транспорт углеводородов– Омск, 2019. –С.58–62.
- [6] Иванов В.А. Расчет энергопотребления при переходных режимах магистрального нефтепровода / В.А. Иванов, М.О. Мызников // Нефтегазовый терминал – Тюмень, 2019.



В.А. Барынькин¹, В.В. Пшеничникова²

ОГРАНИЧЕННОСТЬ РЕСУРСОВ КАК СТИМУЛ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ

¹ Омский государственный университет им. Ф.М. Достоевского, г. Омск, Россия

² Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Ключевые слова – экономические ресурсы, нефть, ценообразование

Для жизнедеятельности человека и общества в целом необходимо постоянно иметь объекты (продукты, материалы), которые будут обеспечивать пролонгированность их существования. Существование может быть жалким и обеспеченным, но все его варианты обеспечивают ресурсы. Под экономическими ресурсами понимаем в своей работе все виды ресурсов, используемых в процессе производства товаров и услуг. В сущности, это те блага, которые используются для производства других благ. Поэтому их нередко называют производственными ресурсами, производственными факторами, факторами производства, технологиями и факторами экономического роста.

Экономические ресурсы всегда были и будут причиной войн и разногласий, именно поэтому эта проблема будет всегда актуальна. Актуальность проблемы заключается во многих аспектах: ограниченность, неравномерность размещения, проблема применения и т.д.

Мы предлагаем изучить проблему неравномерности распределения ресурсов на примере распределения нефти и ее ценообразовании. Так как в настоящий момент нефть является ресурсным источником более чем 30 тысяч производимых товаров, а также основным источником энергии, несмотря на поиск альтернативных (например, использование солнечной энергии) [1].

В качестве рассматриваемых в примере стран, возьмем Россию, Саудовскую Аравию, США и Германию. Чем продиктован наш выбор? Россия является нашим отечеством и имеет полное право быть проанализированной в данном аспекте. Саудовская Аравия – это крупнейший конкурент России на рынке нефти и крупнейший поставщик нефти в мире. Соединенные Штаты Америки являются одновременно крупнейшим покупателем и еще до недавнего времени претендовали на звание крупнейшего производителя сланцевой нефти (т.е. тоже имели желание быть лидерами нефтяного рынка) [2]. А Германия является высокоразвитой экономикой, инициатором индустрии 4.0 [5].

Сравнительными критериями в нашем исследовании ресурсной нефтяной базы были выбраны следующие: *объем добычи* – определяет доходность, рейтинг; *объем запасов* – прогноз дальнейших разработок; *климат*, так как он играет решающую роль в возможностях для формирования ресурсов и их добычи; *залегание*, так как оно влияет на себестоимость сырья и, в конечном счете, может отразиться на стоимости продукта; *транспортировка* – расходы на доставку и логистику; *выход к морям и океанам* – удорожание/удешевление стоимости продукта; *налоги* – также влияют на стоимость процесса добычи, продажи продукта, поиск оффшорных зон для вывода дохода; *направления расходов доходов от экспорта нефти* – связаны с налоговым бременем, формой собственности на природные ресурсы и конечным социальным эффектом от их добычи; *уровень жизни* – результативность использования, в том числе нефтяных доходов.

В результате изучения данных мы можем сделать следующий вывод, однако, не объясняющий логику нынешних событий международной геополитики и экономики: Саудовская Аравия и Россия имеют самые большие запасы, большую добычу и низкий уровень



жизни; Германия имеет самые маленькие запасы нефти и очень высокий уровень жизни; США занимает интересную позицию – имеет и запасы нефти, и их высокую добычу, и высокий уровень жизни; несмотря на совершенно различные климатические условия добычи нефти, все страны, кроме Германии добывают самые большие в мире объемы (Германия еще и обделена выходами к морским путям).

Однако эти действия продиктованы различными причинами: Саудовская Аравия легко и просто добывает свою нефть, и также как российская экономика зависит от продаж нефти, и не диверсифицирована в различные другие отрасли (химия, строительство, например). В США на такие объемы повлияла последняя предвыборная компания президента, которая была связана с разработкой относительно «легкой» нефти и увеличения доходов от ее продажи, а также увеличения уровня доверия избирателей. Германия задумывается об увеличении добычи, так как, исходя из прогнозов по выходу из сложившейся ситуации с ценовыми войнами и коронавирусом, цена на тонну нефти может достигать до 600 долларов [6].

Все страны по-разному используют доходы от добычи нефти, и самым продуктивным способом расходов является их направление на развитие технологий и производства, и использование на внутренние нужды экономики страны (Германия, США)

Не смотря на огромные добычи в России уровень жизни очень низкий, так как тип экономики сырьевой, не направленный на развитие технологий.

Отсутствие ресурсов – двигатель прогресса!! Но к чему может привести отсутствие природных ресурсов и развитие человеческой мысли?

В настоящее время мы наблюдаем следующее: весь двадцатый век был посвящен достижению одной цели «Жизнь человека – наивысшая ценность и ее надо защищать». В результате во всех сферах человеческой жизни мы достигли наивысочайших достижений: в химии, биологии, нефтепереработке, технологий промышленности и ИТ-технологий: медицина, сельское хозяйство, сфера питания, досуг. Отсутствует естественный отбор, произошла подмена понятий о благосостоянии.

Благодаря ограниченности природных ресурсов, человек начал активную научную деятельность по снижению этой проблемы, в конечном счете, мы имеем проблему неадекватного распределения богатства и возможностей (1% населения земли имеет 99% богатств).

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Теодорович Н.Н. Альтернативная энергетика: перспективы развития / Н.Н. Теодорович // Интернет-журнал «Науковедение».–2016.–Т.8.–№ 6 [Электронный ресурс].–URL:naukovedenie.ru/vol8-6.php (10. 04.2020)
- [2] Макарова Л.И. К вопросу об ограниченности экономических ресурсов / Л.И. Макарова // Вестник Челябинского гос. Ун-та.–2016.–№ 6.–С.19-26.
- [3] Seldon news: официальный сайт. ООО «Селдон Новости» [Электронный ресурс].– URL: https://news.myseldon.com/ru/news/index/210552357_2019_-5 (10. 04.2020)
- [4] Себестоимость добычи нефти [Электронный ресурс].–URL:<https://myfin.by/wiki/term/sebestoimost-dobychi-nefti> (10. 04.2020)
- [5] TADVER: Государство. Бизнес. ИТ: информационный сайт [Электронный ресурс].–URL: [http://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Четвертая_промышленная_революция_\(Industry_Индустрия_4.0\)](http://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Четвертая_промышленная_революция_(Industry_Индустрия_4.0)) (07. 04.2020)
- [6] DW: новостной портал. Добыча нефти в Германии: дорого, но все же рентабельно [Электронный ресурс].–URL: <https://www.dw.com/ru/добыча-нефти-в-германии-дорого-но-все-же-рентабельно/a-4288036> (10. 04.2020)
- [7] Уровень жизни в странах мира: рейтинг 2019 года [Электронный ресурс].–URL: <https://basetop.ru/uroven-zhizni-v-stranah-mira-rejting-2019-goda/> (10. 04.2020)

А.Е. Клёстер¹, В.В. Чумаченко²

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОТКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТА ИЗ РЕЗЕРВУАРА НИЖЕ МИНИМАЛЬНОГО УРОВНЯ ВЗЛИВА

¹ Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

² БОУ г. Омска «Средняя общеобразовательная школа №109 с углубленным изучением отдельных предметов», Омск, Российская федерация

Ключевые слова – резервуар, очистка резервуара

Одно из актуальных задач при выводе вертикальных стальных резервуаров в ремонт является его полное опорожнение. В резервуарах со светлыми нефтепродуктами, такими как бензин и дизельное топливо, ниже уровня минимального взлива, частично остается товарный нефтепродукт, который необходимо откачать перед зачисткой резервуара. На практике применяются дополнительные насосы, с помощью которых производится откачка нефтепродукта ниже уровня минимального взлива в резервуаре, что требует дополнительного оборудования и обслуживающего персонала. В данной связи разработка метода откачки нефтепродукта из резервуара ниже минимального уровня взлива в резервуаре без применения дополнительного насосного оборудования приобретает особую актуальность.

Научная новизна заключается в разработке методики определения времени опорожнения резервуара при помощи обводной линии. Практическая значимость исследования определяется возможностью использования результатов исследования при опорожнении резервуаров со светлыми нефтепродуктами в резервуарных парках насосных станций.

Используемая в исследовании модель резервуара является подобием резервуара РВСПК-10000, схема модели с технологической обвязкой представлена на рис. 1, со следующими параметрами: диаметр 1000 мм, высота 700 мм, минимальная высота взлива 50 мм, присоединительные патрубки к коллектору технологических трубопроводов 26 мм.



Рис 1. Модель резервуара РВСПК- 10000 с технологической обвязкой

Одной из основных задач проведенного исследования является разработка технологической обвязки для откачки нефтепродукта ниже минимального уровня взлива в резервуаре без применения дополнительного насосного оборудования. В исследовании предложено использование насосов, предназначенных для технологических перекачек в



резервуарном парке, или подпорных насосов насосных станций. Моделируемая технологическая схема представлена на рисунке 2

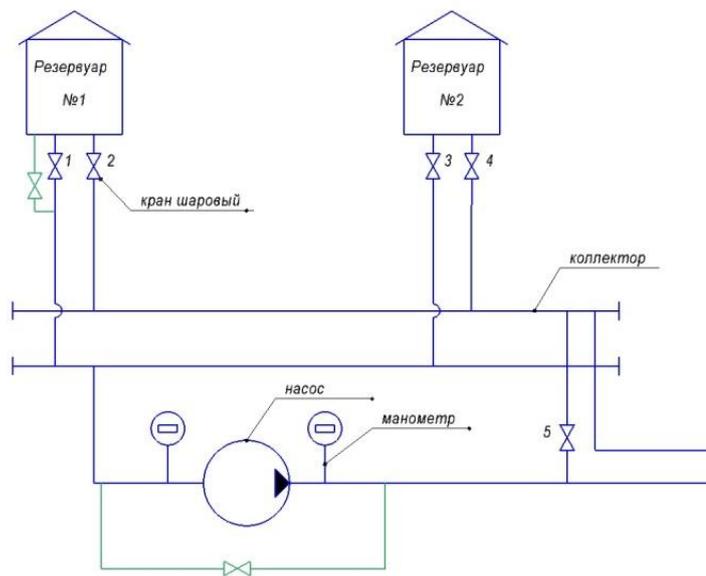


Рис 2. Модель модифицированной технологической обвязки резервуаров

Для реализации метода откачки нефтепродуктов необходимо внести в технологическую схему следующие изменения: предусмотреть обводную линию диаметром 4 мм за задвижку 1, байпасную линию с краном вокруг насоса. Модифицированная технологическая схема представлена на рис. 3.

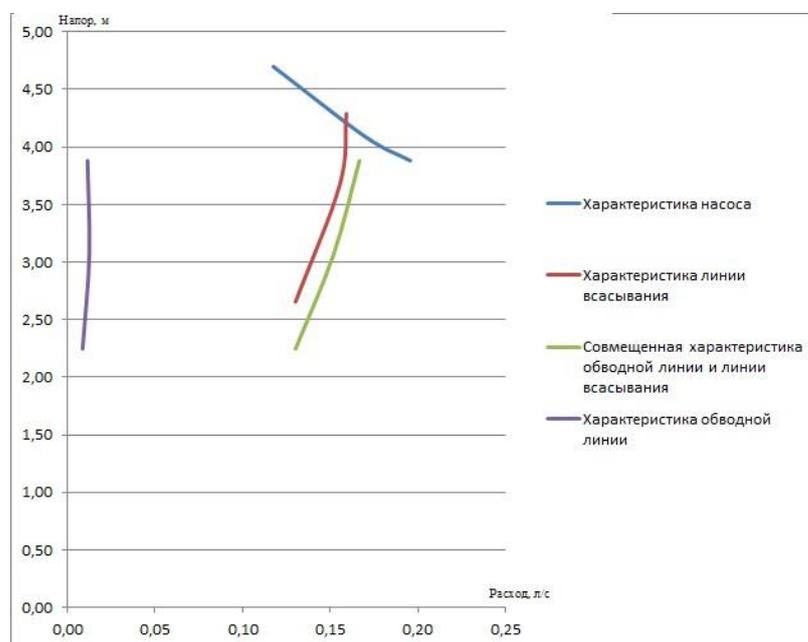


Рис 3. Совмещенные характеристики трубопроводов и насоса

Задача обводной линии обеспечить откачку резервуара ниже минимального уровня взлива, а байпасной линии бескавитационную работу насоса. Одной из задач разработанной методики является разработка методики расчета времени опорожнения



Для определения времени опорожнения резервуара необходимо выполнить следующие действия:

- 1) определить гидравлические характеристики насоса, линии всасывания до насоса, обводной линии;
- 2) определение расхода на обводной линии из условия бескавитационной работы насоса;
- 3) определение времени откачки резервуара.

Поскольку скорость движения жидкости прямо пропорционально объемному расходу, следовательно, зависимость напора насоса от подачи можно аппроксимировать на зависимость вида:

$$h = A + BQ^2, \quad (1)$$

где A, B – аппроксимационные коэффициенты трубопровода характеристики.

Остальные характеристики определяются в соответствии с гидравлическим расчетом трубопровода [1,2] или экспериментально методом наименьших квадратов[3]/

Насос, используемый для технологических перекачек, работает в бескавитационном режиме в случае выполнения условия [1, 2]:

$$h_{BC} \leq \frac{P_a - P_s}{\rho g} - \frac{v^2}{2g} + h_k, \quad (2)$$

где P_a – атмосферное давление равное 101300 Па;

P_s – давление насыщенных паров воды при 15 °С равное 18100 Па;

ρ – плотность воды равная 998 кг/м³;

h_k – потери на линии всасывания, м.

Совмещенные характеристики трубопроводов и насоса определенные экспериментально и аппроксимированные методом наименьших квадратов [3] представлены на рис 3.

Расчетное время определяется на основании характеристик насоса, линии всасывания и обводной линии, а также гидравлического расчета и выполнения условия 4 и составляет для объема 27,6 л составило 3489 с, фактическое время 3600 с, следовательно, разработанная методика определяет время опорожнения с точностью в 3,1 %.

В проведенном исследовании описан метод откачки нефтепродукта из резервуара ниже минимального уровня вливания в резервуаре без применения дополнительного насосного оборудования. Метод базируется на изменении технологической обвязки резервуаров и использовании насосов для технологических перекачек или подпорных насосов насосной станции. Представлены результаты расчета по методике определения времени опорожнения резервуара ниже минимального уровня вливания.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель к.т.н. доцент кафедры Нефтегазовое дело, стандартизации и метрологии ОмГТУ Иванов Руслан Николаевич

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа / Москва : Нефть и газ, 2003. - 335 с.
- [2] Лурье М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М-во образования Рос. Федерации. - 3-е изд. - Москва : ЛитНефтегаз, 2004. - 350 с.
- [3] Малышева Т. А. Численные методы и компьютерное моделирование. / СПб.: Университет ИТМО, 2016. – 33с.

Л.Е. Землеруб, А.В. Машкова

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ НЕФТИ И ОТБОРА ПРОБ В РЕЗЕРВУАРАХ, ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Ключевые слова – автоматизация, масса нефти, отбор проб, плотность, методы измерения, резервуар вертикальный стальной, гидростатический метод, погрешность, безопасность

Большинство резервуаров оснащены уровнемерами, позволяющими определить только уровень продукта. Для того чтобы определить плотность и массу брутто продукта, необходимо по измеренному уровню нефти и подтоварной воды в резервуаре и по градуировочной таблице, полученной в процессе поверки резервуара, определить объем нефти. Затем отобрать пробу и отправить в метрологическую лабораторию, где определяется значение плотности нефти. Масса брутто нефти в резервуаре вычисляется умножением плотности на объем. Поскольку плотность и объем нефти изменяются при изменении температуры, то при проведении всех указанных операций, показатели приводятся к нормальным условиям, что приводит к внесению погрешности. Разработка и внедрение автоматизированных систем измерения массы и отбора к уже существующим системам позволит автоматизировать процесс определения массы продукта в емкостях вместимости, повысить точность измерения массы брутто, снизить возможный травматизм, повысить безопасность производства.

Существует 2 косвенных метода измерения массы нефтепродукта в резервуаре: косвенный метод статических измерений и косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе.

Для автоматизации измерения массы и контроля нефтепродуктов используют системы автоматического контроля нефтепродуктов. Возникнет проблема выбора оптимального метода косвенных измерений. Косвенный метод определения массы продукта в емкостях предполагает измерение объема и плотности продукта, приведенных к одной температуре. Существующие методы отбора проб из мер вместимости не позволяют определить распределение значений плотности и температуры по высоте резервуара, что усложняет определение данных параметров в объединенной пробе и приводит к неточностям в расчете массы продукта в емкости.

К большим погрешностям также приводят переводы плотности и объема продукта к температуре измерения или нормальной температуре.

Для устранения существующих недостатков в процессе измерения массы брутто предлагается использовать приборы, построенные на гидростатическом принципе измерения. Для определения массы продукта косвенным методом измерения по ГОСТ Р 8.595 измеряют объем и плотность продукта в резервуаре. Далее объем и плотность приводят к стандартным условиям или результаты измерения плотности приводят к условиям

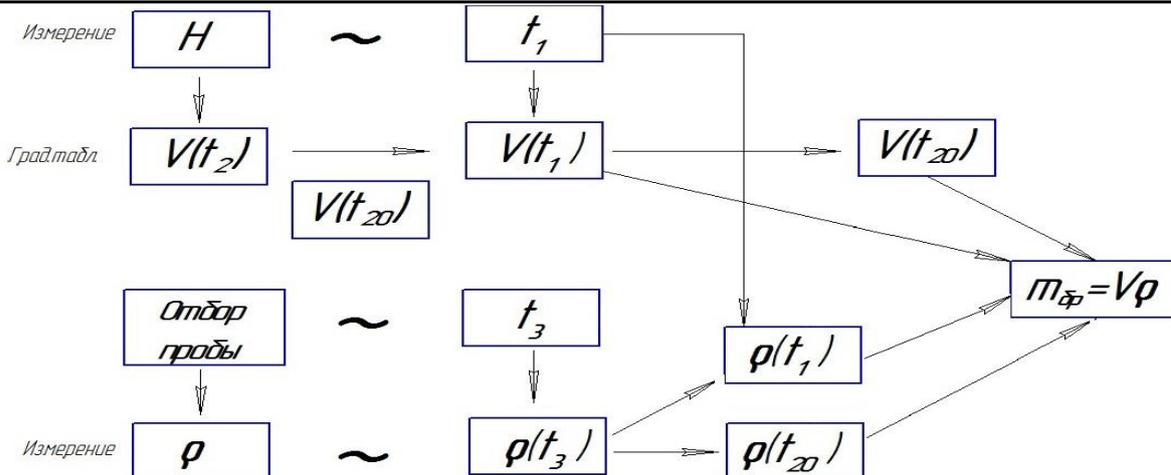


Рис. 1. Алгоритм определения массы брутто косвенным методом статических измерений

При использовании косвенного метода гидростатического принципа:

- перевод показателей к другим условиям производится один раз (рис. 2), что существенно уменьшает погрешность полученного результата измерений;
- расположение клапанов и преобразователей температуры на жесткой трубной конструкции, которая не подвержена влиянию деформации резервуара, позволяет практически исключить погрешность от внешних условий
- полностью исключается появление субъективных систематических погрешностей связанных с «человеческим фактором».

Недостатком косвенного метода статических измерений является необходимость вводить температурные поправки на объем и плотность, которые определяются по таблицам API 2540. Также этот процесс весьма не просто автоматизировать, поскольку таблицы объемны. В косвенном методе с применением гидростатического принципа отсутствует необходимость вводить поправки на объем и плотность нефтепродукта.

Таким образом, разработка и внедрение автоматизированных систем управления позволит автоматизировать процесс определения массы продукта в емкостях вместимости, снизить погрешность измерения массы брутто, снизить возможный травматизм, повысить безопасность производства.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Коршак А.А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения: монография / А.А. Коршак. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001.–144 с.
- [2] Немиров М.С. Оценка погрешности коэффициентов объемного расширения нефти и нефтепродуктов / М.С. Немиров, Т.Г. Силкина, Р.Р. Газизов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2012.-№4.-72-75 с.
- [3] Возможности повышения точности измерения количества нефти в резервуарах / Т.В. Зверева [и др.] // За рубежом –1997. –С. 137
- [4] Кабачный К.А. Гидростатический метод измерения массы нефти и нефтепродуктов // Территория нефтегаз 2008.–№ 2.–С. 16.
- [5] Френк Бретто. Преимущества систем измерения уровня в резервуарах гидростатическим методом [Электронный ресурс].–URL: http://www.pea.ru/docs/fileadmin/files/emerson/HTG_ADVANTAGES.pdf



А.Ю. Васильев

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ БЛОКА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Ключевые слова – энергоэффективность, утилизация, попутный нефтяной газ, нефтегазоконденсатное месторождение

Текущие условия предполагают неустойчивую ситуацию на рынке углеводородов, что создаёт предпосылки для образования нового взгляда на утилизацию попутного нефтяного газа (ПНГ) у компаний.

Нерациональное использование ресурсов сопровождается увеличением объемов выплат штрафных санкций экологического и ресурсного характера. Поиск новых методов, методик и средств – позволит оптимально использовать все объемы добываемой продукции с получением товаров и альтернативных источников энергии, является важной задачей успешного развития любого добывающего предприятия.

Аналитический обзор методов утилизации попутного-нефтяного газа в российской нефтедобывающей отрасли показал, что во всех ведущих вертикально-интегрированных нефтяных компаниях прослеживается тенденция к снижению объемов сжигания ПНГ и выполнение законодательных нормативов.

Каждая компания находит и прорабатывает различные технологии утилизации для своих активов. Утилизация ПНГ разделяется на четыре направления.

Первым и самым не эффективным направлением является сжигание ПНГ на факельных установках. При использовании данного направления теряется прибыль от полезных свойств ПНГ, а также компания подвергается штрафным санкциям и репутационным рискам за ненормативное сжигание ПНГ.

Второе направление заключается в использовании потенциальной и кинетической энергии при его расширении, на собственные нужды месторождения. Несмотря на дешевизну оборудования и повышение энергоэффективности производственного процесса, при значительных объемах добычи попутного нефтяного газа, данное направления не позволяет достичь. требуемого законодательством. уровня полезного использования ПНГ.

Третье направление связано с непосредственной переработкой газа на газоперерабатывающем заводе (ГПЗ) и установке комплексной подготовки газа (УКПГ) с целью получения готового товарного продукта. Данное направление позволяет достичь 100% полезного использования ПНГ. Основные сложности реализации данного направления связаны с необходимостью наличия развитой газотранспортной и газоперерабатывающей инфраструктурами или значительными капиталовложениями для компании.

Четвертым направлением осуществляется утилизацию ПНГ путем подготовки и закачки его в пласт в качестве агента системы поддержания пластового давления (ППД), а также для закачки в подземное хранилище газа (ПХГ) для дальнейшего использования. Главными достоинствами данного направления является возможность полной утилизации ПНГ, относительно низкие капитальные затраты по сравнению со строительством ГПЗ, а также возможность реализации с отсутствием развитой газотранспортной инфраструктурой. Данное направление связано с сложной и энергозатратной технологией с применением мощных и



производительных газотурбинных перекачивающих агрегатов. Повышение энергоэффективности системы компримирования является главным вызовом для данного направления, позволяющий достичь высоких экономических показателей производственной деятельности и общей энергоэффективности процесса утилизации.

Решением основных вызовов утилизации ПНГ в ПХГ или при использовании в системах ППД может стать применение детандер-генераторного агрегата (ДГА) с целью использования избыточного давления газа, заменяя процесс дросселирования.

В результате расчетов полученной мощности ДГА в размере 139 кВт, достаточно для работы четырех аппаратов воздушного охлаждения (АВО) номинальной мощностью в 37 кВт каждый, для охлаждения всего объема компримированного газа.

Помимо установки ДГА, повысить энергоэффективность позволяет установка теплообменного аппарата.

В аппарате происходит перенос тепла от горячего контура после компримирования закачиваемого газа к холодному контуру топливного газа из ДГА. Данный процесс позволяет убрать потребность в дополнительных источниках энергии для подогрева топливного газа. Также, дополнительно, за счёт охлаждения компримированного газа, снижается требуемая мощность АВО после компримирования. Таким образом, теплообменный аппарат решает сразу две производственные задачи, подогрев топливного газа и охлаждение компримированного газа.

Предлагаемое решение на базе детандер-генераторного агрегата полностью покрывает собственные нужды электроэнергии компрессорного цеха. Годовая выработка электроэнергии составляет 2337 тыс. кВт·ч, дополнительный экономический эффект – 23,5 тыс. кВт·ч в виде экономии электроэнергии на привод вентиляторов АВО. Дисконтированный срок окупаемости предлагаемой схемы составляет 9 лет и 4 месяца, себестоимость получаемой электроэнергии на ЭСН 2,66 руб./кВт·ч.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель к.х.н Чухарева Н. В.

УДК 622.276.8

В.А. Галстян

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Ключевые слова – энергоэффективность, низкотемпературная сепарация, нефтегазоконденсатное месторождение

Современные технологии подготовки газовых сред, добываемых на нефтяных, нефтегазовых, газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях, требуют рационального подхода, который невозможен без учёта характеристик исходной продукции скважин и эффективных и инновационных технологий подготовки. При этом последнее, возможно только на основе глубокого анализа физико-химических процессов и свойств добываемой и подготавливаемой углеводородной среды. Природный газ является важной составляющей в области теплоэнергетики, что обуславливает необходимость проводить тщательную подготовку не только природного газа, но и громадных объёмов добываемого вместе с нефтью и газовым конденсатом, попутного нефтяного газа. Без предварительной очистки, газ, попадая в трубопровод может начать образовывать жидкость, а углеводороды в



свою очередь в присутствии воды будут образовывать гидраты, которые забивают клапаны и трубопроводы. Это может привести к увеличенным потерям давления, до полной непроходимости труб и отказа оборудования, что приведёт к аварийным остановкам.

Целью первичной переработки газа является извлечение из него газового конденсата и широких фракций лёгких углеводородов. Углеводородная система нефтегазоконденсатных месторождений может находиться как в газообразном, так и в жидком и газожидкостном фазовых состояниях, поэтому фазовые переходы и критические области для углеводородных систем, имеют значительные отличия от таковых для чистых веществ.

Для начала, перед обработкой газа нужно определить ряд параметров: состав сырья, глубину осушки и выбирают технологию по которой будут проводить данный процесс. Основные технологии первичной переработки газа: абсорбционная осушка; адсорбционная осушка; компрессионный метод; низкотемпературная сепарация. Низкотемпературная сепарация (НТС) наиболее широко применяется для первичной переработки конденсатсодержащих газов в промышленных условиях на начальном этапе эксплуатации месторождений.

Низкая температура является наиболее распространенным способом извлечения капельной влаги и тяжелых углеводородов из газовых сред, поэтому комплектация наиболее эффективным оборудованием для нас важна, как с точки зрения технологии, так с точки зрения бережного отношения к ресурсам месторождения.

Технология НТС имеет некоторые недостатки по мере длительной эксплуатации скважин: уменьшение свободного перепада давления вследствие снижения пластового давления; облегчение состава газа. Рассмотрим некоторые перспективные технологии по повышению её эффективности: замена изохнтальпийного расширения (дресселирование) на изохнтропийное (расширение в детандерах); внедрение сверхзвукового сепаратора.

Для определения эффективности процесса НТС с использованием турбодетандерного агрегата (ТДА) и сверхзвукового сепаратора необходимо сравнить перепад температур на входе и выходе из дресселя, ТДА и 3S сепаратора. Поскольку процесс НТС предполагает охлаждение газа, наибольший перепад температур будет соответствовать более эффективному способу. Расчет проводился с учетом одинаковых давлений и составе газа для каждого технологического процесса. Ключевым показателем эффективности при расчете технологических процессов является перепад температуры и на основе этого можно сделать вывод о том, какой эффективностью по сравнению с обычным дресселем и ТДА обладает сверхзвуковой сепаратор.

При использовании дресселя перепад температур ΔT составил $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, что говорит о недостаточном охлаждении и малой эффективности данного метода. При замене дресселя на ТДА, перепад температур ΔT составил $6\text{ }^{\circ}\text{C}$, что говорит об увеличении эффективности процесса и улучшении процесса сепарации. При использовании сверхзвукового сепаратора перепад температур ΔT составил $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, что намного больше чем в других случаях. Это говорит о том, что данный метод является лучшим решением для НТС.

Исходя из проведенного анализа и технологических расчетов, можно сделать вывод о том, что сверхзвуковой сепаратор является наиболее эффективным решением в вопросе повышения эффективности низкотемпературной сепарации. У ТДА тоже наблюдаются хорошие результаты, учитывая то, что для данного решения капиталовложения ниже чем при установке сверхзвукового сепаратора.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель к.х.н. Чухарева Н.В.



В.В. Гусев, А.А. Кичигина

РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ЗАКАЧИВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Ключевые слова – промышленные трубопроводы, ресурсосбережение, повышение надёжности, подготовка нефти, сброс воды, нагнетательная скважина

Нефтегазодобывающая отрасль занимает ведущее место в экономике Российской Федерации. Добыча нефти в Российской Федерации в 2019 году достигла максимума за последние 30 лет и составила 560,2 млн. т [1] или 630,0 м³. Этот уровень добычи был на 90 % обеспечен эксплуатацией месторождений, разрабатываемых 25 и более лет, а средняя обводненность всей добываемой продукции превышает 84 %.

Проектирование и обустройство основной части нефтяных месторождений РФ выполнено более 20 лет назад и рассчитывалось на существующий в то время уровень добычи нефти. В процессе разработки и последующей «доразведки» площадь месторождений увеличивалась в 2-3 раза. Необходимый уровень добычи нефти обеспечивался усиленным отбором жидкости, что сопровождалось ростом обводненности добываемой продукции. Объем добываемой попутной воды с 1995 г. увеличился в 4 раза и в 2019 г. составил 3,8 млрд. м³.

Удельное энергопотребление процессов добычи составляет 32-34 кВт на 1 м³ добываемой скважинной продукции. Таким образом, на добычу, подготовку и очистку нефти в 2019 году было потрачено около 146 млрд. кВт, что составляет 13,3% от 1096,43 млрд. кВт электроэнергии, произведенной в Российской Федерации [2].

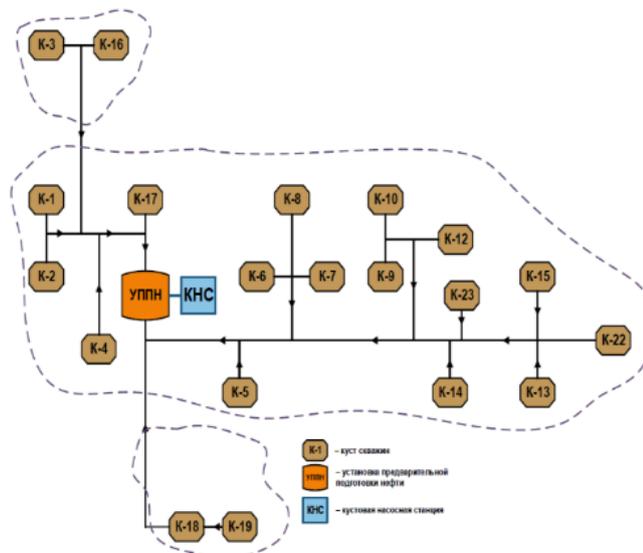
Рост обводненности добываемой продукции влечет за собой увеличение операционных затрат и энергопотребления. Согласно данным Федеральной службы государственной статистики, за последние 7 лет себестоимость добычи нефти в РФ увеличилась в 2 раза – с 7491,9 руб./т до 14942,94 руб./т [3].

Сверхнормативные нагрузки получила вся система промышленных трубопроводов и оборудование существующих установок предварительного сброса воды (УПСВ) и установок подготовки нефти (УПН), так как за последние годы добыча воды увеличилась в 2 раза, а пропускная способность существующих трубопроводов и оборудования не изменилась.

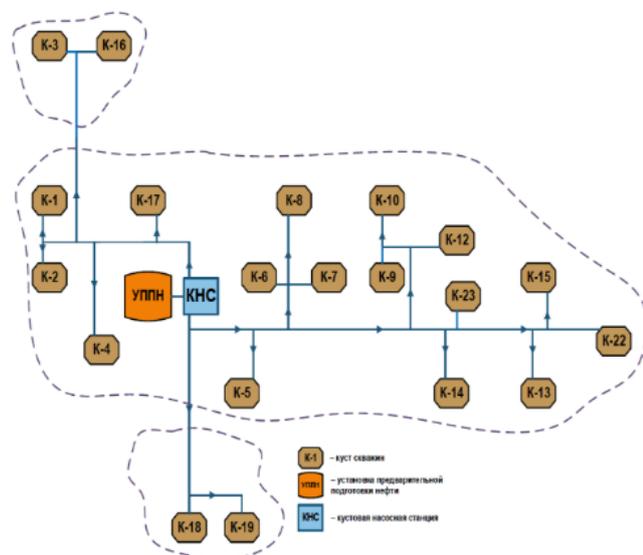
Длительный срок эксплуатации промышленных трубопроводных систем, их высокая изношенность сформировали условия повышенной аварийности их эксплуатации. Согласно данным Министерства энергетики РФ, в 2018 году произошло 8 126 нарушений герметичности с разливом нефти с загрязнением окружающей среды в объеме не менее 1,0 млн. т., из них 7017 порывов нефтепроводов (90 %) – из-за коррозии. Социально-экономический ущерб оценивается в объеме около 500 млрд. рублей. По оценке Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, ежегодно должна происходить замена промышленных трубопроводов в объеме 7-12 % от общей длины, а фактически происходит замена только 1-2 %.

Система сбора и подготовки скважинной продукции эталонного месторождения представлена на рис. 1.

Для снижения операционных затрат и энергопотребления, уменьшения вероятности возникновения аварийных ситуаций и попадания в окружающую среду загрязняющих веществ необходима модернизация системы промышленных трубопроводов.



а) технологическая схема сбора нефти и газа



б) технологическая схема ППД

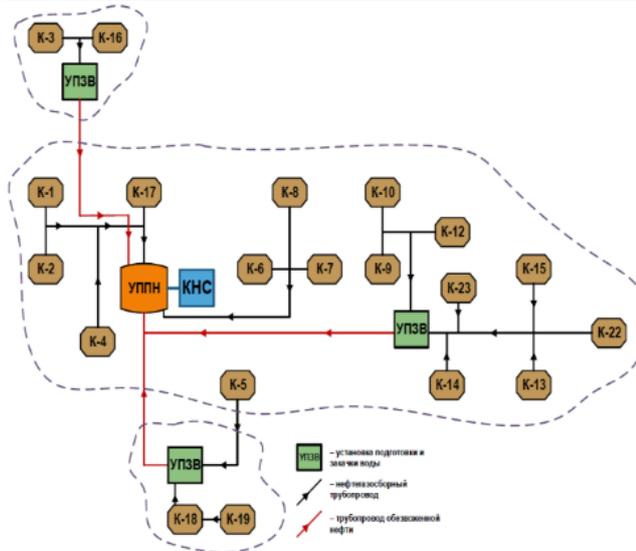
Рис. 1. Эталонное месторождение

Применение блочных установок подготовки и закачки воды (УПЗВ) для сброса попутной воды в непосредственной близости от добывающих скважин позволит существенно снизить объемы перекачиваемой жидкости, а, следовательно, и нагрузку на систему промысловых трубопроводов и оборудование объектов подготовки нефти.

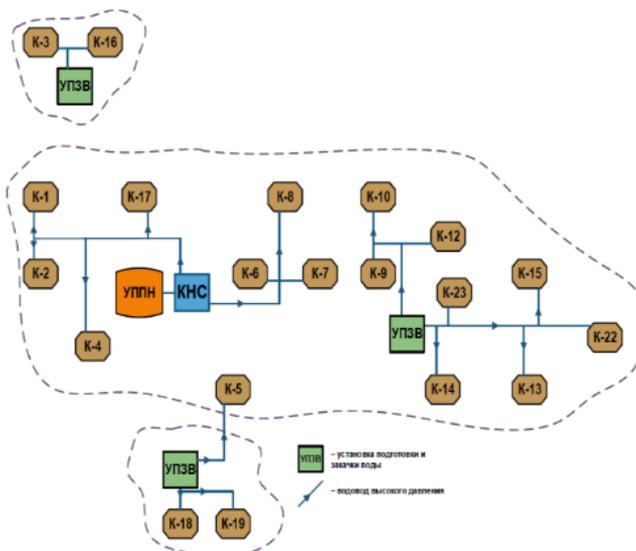
За счет сброса попутной воды вблизи скважин, длина трубопроводов системы поддержания пластового давления (ППД) системы ППД сокращается на 30-50 %, снижаются энергопотребление на транспортировку воды от УПН и УПСВ до насосов.

Благодаря снижению объема перекачиваемой жидкости за счет сброса попутной воды вблизи скважин, появляется возможность существенно снизить металлоемкость промысловых трубопроводов заменой существующих труб на гибкие полимерно-металлические трубы (ГПМТ) меньшего диаметра.

Система сбора и подготовки скважинной продукции после модернизации эталонного месторождения представлена на рис. 2.



а) технологическая схема сбора нефти и аза



б) технологическая схема ППД

Рис. 2. Эталонное месторождение после модернизации

При применении ГПМТ не требует устройство системы электрохимической защиты, что также снижает затраты как на проведение предлагаемой реконструкции, так и последующие эксплуатационные затраты.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Министерство энергетики Российской Федерации // Статистика по добыче сырой нефти с учетом газового конденсата за период 01.01.2019 – 31.12.2019 [Электронный ресурс].–URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (10.02.2020).
- [2] Министерство энергетики Российской Федерации //Сведения об объеме выработки электроэнергии по России [Электронный ресурс].–URL: <https://minenergo.gov.ru/opendata/7705847529-vyrobotkaenergy> (10.02.2020).
- [3] Федеральная служба государственной статистики // Технологическое развитие отраслей экономики. Показатели энергоэффективности. Себестоимость добычи нефти [Электронный ресурс].–URL: <https://gks.ru/folder/11189> (08.02.2020).



М.М. Юсупов

ПОВЫШЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ НЕФТЕПРОВОДУ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ключевые слова – магистральный нефтепровод, гидравлическая эффективность, пропускная способность, лупинг, вставка, противотурбулентная присадка

Необходимость транспортировки на большие расстояния до потребителей большого количества нефти и нефтепродуктов способствовала развитию сети трубопроводов значительной протяженности. В настоящее время магистральные нефте- и продуктопроводы (МН и МНПП) РФ позволяют обеспечивать обширные территории углеводородным сырьем не только российских потребителей, но и зарубежных партнеров. При этом, необходимо отметить, что важной составляющей бесперебойных поставок является обеспечение пропускной способности внутренней полости трубопроводов, которая может меняться в зависимости от свойств транспортируемой среды и приводить к падению объемов поставки и снижению эффективности работы всего объема объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Исходя из изложенного выше, ключевой задачей МН и МНПП является сохранение балансов запланированных объемов поставки грузополучателям всех требуемых товарных продуктов по трубопроводу, что определяет контроль за важной компонентой нефтеперекачивающих станций (НПС) – насосными агрегатами (НА).

Цель работы – выбор оптимальной технологии повышения гидравлической эффективности при перекачке нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу.

Задачи: выяснить причины снижения пропускной способности нефтепровода; рассмотреть применяемые методы повышения гидравлической эффективности нефтепроводов; выбор наиболее оптимальной и экономически выгодной технологии.

Как показывают современные исследования, причинами актуальности уменьшения затрат на производство при внедрении мероприятий по повышению энерго- и ресурсоэффективности является ряд факторов. Это отражается на нормативно-правовом регулировании и приводит с необходимостью быстрой замены старого изношенного оборудования и трубопроводов, не отвечающих современным нормам энергопотребления.

Расчетная часть выполнена в соответствии с РД 39-30-139-79 «Методика теплового и гидравлического расчета магистрального нефтепровода при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях».

Изучение магистрального нефтепровода «ASK», рассмотрены причины снижения гидравлической эффективности трубопровода, произведен обзор методов по увеличению пропускной способности нефтепровода, оценка их применимости и эффективности (см. рис.1).

Проведен анализ рассмотренных методов по повышению гидравлической эффективности и увеличению пропускной способности МН, проведен расчет длины лупинга и вставки большего диаметра, а также концентрации противотурбулентной присадки.

Из всех приведенных выше методов повышения пропускной способности наиболее простым в применении является метод использования противотурбулентных присадок. Несмотря на их высокую стоимость, противотурбулентные присадки позволяют снизить



энергопотребление на существующих нефтепроводах, а также уменьшить капитальные затраты при проектировании и строительстве новых объектов системы трубопроводного транспорта нефти.



Рис. 1. Методы снижения гидравлических нагрузок

Таблица 1. Результаты расчетов

Параметр	Обозначение	Размерность	Величина
протяженность лупинга $D_L = 530$ мм	x_L	км	62
протяженность вставки $D_B = 630$ мм	x_B	км	80
концентрация ПТП	Θ	ppm	21,7
коэффициент увеличения пропускной способности при удвоении НПС	χ_D	–	1,5

БЛАГОДАРНОСТЬ

Научный руководитель: Чухарева Наталья Вячеславовна, кандидат химических наук, доцент отделения нефтегазового дела.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- [1] Сергаев А.А. Оптимизация выбора технических решений для обеспечения требуемой производительности нефте- и нефтепродуктопроводов / А.А. Сергаев // 2-я Всероссийская научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт углеводородов». – 2018. – С. 32-41.
- [2] Бархатов А.Ф. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат / А.Ф. Бархатов, П.Е. Настепанин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №3 (15).– С. 18-26.
- [3] Макаров С.П. Методы очистки внутренней поверхности магистральных нефтепродуктопроводов / С.П. Макаров, А.Д. Прохоров, С.Н. Челинцев // Транспорт и хранение нефтепродуктов.- 2004.-№3 [Электронный ресурс].–URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tekhologii/507903-ochistka-magistralnykh-truboprovodov-slozhnoy-konfiguratsii-i-peremennogo-diametra-ot-otlozheniy/>
- [4] Иванова, Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, В. Н. Кошелев, Е. А. Буров // Нефтегазовое дело. - 2011. - №1.– С. 268-284.
- [5] РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.
- [6] РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть».
- [7] Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
- [8] Чухарева Н.В. Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода / Чухарева Н.В., Быков Р.С. //Трубопроводный транспорт углеводородов.-2018.–С.59-67

А.В. Милованова

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ключевые слова – газораспределение, газораспределительные сети, технологические потери природного газа

Эффективность эксплуатации газораспределительных сетей (СГР) характеризуется тем, что потребители получают газ в объемах и при давлении, установленных проектом. Однако в процессе газораспределения возникает разбаланс, обусловленный наличием технологических потерь природного газа. Ежегодный прирост протяженности распределительных газопроводов неизбежно приводит и к увеличению объемов технологических потерь.

Целью данного исследования является анализ возможных методов оценки и сокращения технологических потерь природного газа.

Основными задачами исследования являются определение основных источников потерь, оценка объемов технологических потерь по одному из источников (аварийные выбросы), а также выделение мероприятий, позволяющих минимизировать потери по данному источнику.

В соответствии с [1] технологические потери природного газа в СГР можно разделить на действительные и мнимые. Действительные потери возникают вследствие негерметичности оборудования, аварийных выбросов, а также несанкционированного отбора газа третьими лицами. Мнимые потери являются результатом погрешностей измерительных приборов, при этом мнимые потери не являются источниками реальных выбросов.

Сокращение технологических потерь может быть достигнуто за счет применения комплексного подхода, включающего в себя выявление источников и причин потерь природного газа, оценку потерь по каждому источнику и определение мероприятий, направленных на исключение или минимизацию потерь по данному источнику.

В данном исследовании в качестве источника потерь выбрано место аварийных выбросов природного газа. Причина возникновения потерь – механическое повреждение газопровода экскаватором.

Количественная оценка аварийных выбросов производится по методике, представленной в учебном пособии Саликова А.Р. «Технологические потери природного газа при транспортировке по газопроводам» [2] и в соответствии с Р Газпром Газораспределение 12.2.2-2-2015 Порядок определения объема природного газа при аварийных выбросах [3].

Для проведения расчета объема аварийных выбросов природного газа был смоделирован объект исследования на основе [4]. Данный объект исследования представляет собой типовой участок сети газораспределения – газопровод среднего давления с подземным типом прокладки. В качестве материала труб используется ПЭ 80 SDR 11. Объект исследования был условно разделен на семь сегментов. При расчете объема аварийных выбросов учитывается, что авария произошла на пятом сегменте. Расчетная схема приведена на рис. 1. Результаты расчетов по выбранным методикам представлены в таблице 1.

В результате проведенных расчетов наблюдается значительное расхождение в величине потерь, что объясняется различным подходом к определению объемов выбросов. Исходя из алгоритма проведения расчетов и полученных результатов, можно сделать вывод, что ни одна из методик не является достаточно достоверной, т.к. в данном случае необходимо



одновременно учитывать режим и скорость истечения газа, а также тот объем природного газа, который остается в газопроводе после перекрытия отключающих устройств.

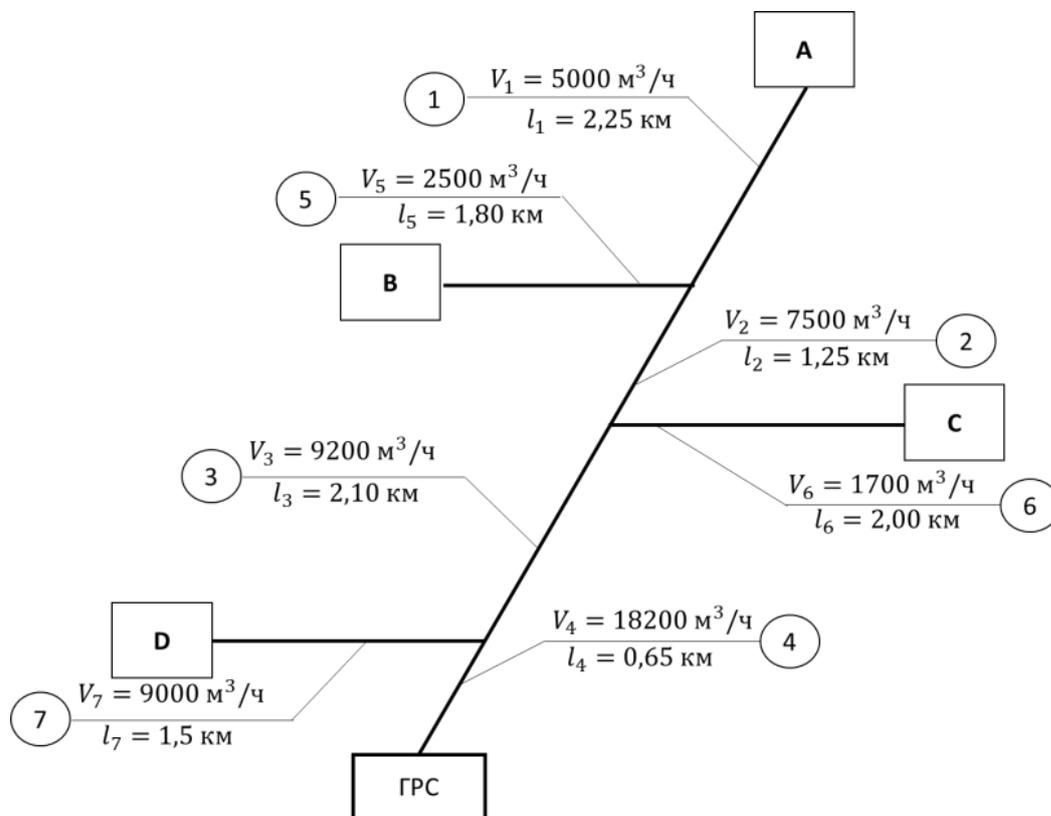


Рис. 1. Расчетная схема газораспределительной сети среднего давления

Таблица 1. Результаты расчетов

Р Газпром Газораспределение 12.2.2-2-2015	Пособие Саликова А.Р.		
Расход газа при аварийных выбросах до проведения локализации	2517,7 м ³ /ч	Удельное количество выбросов газа	1,336 кг/с
Объем аварийных выбросов до проведения локализации	1258,85 м ³	Объем аварийных выбросов	3083 м ³
Объем аварийных выбросов после проведения локализации	67,71 м ³	Объем, необходимый на продувку и заполнение газопровода	83,36 м ³
Объем, необходимый на продувку газопровода	94,50 м ³	Суммарный объем технологических потерь	3166,36 м ³
Суммарный объем технологических потерь	1421,06 м ³		

Исключить потери по данному источнику невозможно, но их можно минимизировать. Выделим два основных направления: уменьшение времени идентификации аварии и уменьшение времени течения аварийных выбросов.

Сократить время идентификации аварии можно использованием токопроводящих элементов, при нарушении целостности которых соответствующий сигнал и информация о



месте нарушения поступают на диспетчерский пункт управления; приборов учета газа с дистанционной передачей данных, в которых автоматически определяется разница объемов газа, зафиксированных приборами учета, расположенными выше по потоку газа и приборами учета, расположенными ниже по потоку газа.

Для уменьшения времени течения аварийного выброса может быть предложено секционирование линейной части газопровода и оснащение секций запорно-регулирующей арматурой с дистанционным управлением или клапанами системы «газ-стоп», которые автоматически перекрывают поток газа при превышении допустимых значений расхода на заданном участке.

Объем аварийных выбросов природного газа вносит значительную часть в величину разбаланса при составлении итогового баланса газораспределительными организациями. Рассчитанный объем технологических потерь природного газа по методикам, представленным в учебном пособии Саликова А.Р. и Р Газпром Газораспределение 12.2.2-2-2015, составил 3166,36 м³ и 1421,06 м³ соответственно. Расхождение в результатах указывает на несовершенство методик учета объемов технологических потерь газотранспортными организациями, что приводит к снижению эффективности их деятельности.

Минимизация потерь природного газа является возможной как на стадии проектирования при выборе и составлении схем прокладки газопроводов, так и на стадии эксплуатации с помощью применения современных видов арматуры и технологий, позволяющих производить быструю идентификацию и локализацию утечек.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель – Чухарева Наталья Вячеславовна, к.х.н., доцент ОНД НИ ТПУ.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Тухбатуллин Ф.Г. Сокращение потерь природного газа в системе газораспределения за счет применения балансовых карт / Ф.Г. Тухбатуллин, Д.С. Семейченков // Территория «НЕФТЕГАЗ».–2018.–№ 1–2.–С. 12–20.
- [2] Саликов А.Р. Технологические потери природного газа при транспортировке по газопроводам: магистральные газопроводы, наружные газопроводы, внутридомовые газопроводы / А.Р. Саликов – М: «Инфа-Инженерия», 2015.– 112 с.
- [3] Р Газпром газораспределение 12.2.2-2-2015 Порядок определения объема природного газа при аварийных выбросах
- [4] Шибeko А.С. Газоснабжение: учебное пособие / А.С. Шибeko. – Санкт-Петербург: Лань, 2019. – 520 с.



ОРГАНИЗАТОРЫ КОНФЕРЕНЦИИ



БЛАГОДАРИМ ЗА ПОМОЩЬ

