

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ — 2024

Материалы XIX Международной научно-практической конференции,
приуроченной к 95-летию со дня рождения профессора В.Ф. Новоселова
и к 15-летию со дня образования ООО «НИИ Транснефть»

Уфа, 20–22 ноября 2024 г.

Том 2

Уфа
УНПЦ «ИЗДАТЕЛЬСТВО УГНТУ»
2024

УДК 622.692
ББК 39.7
Т 77

Организаторы конференции

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Российская Федерация
ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта», Москва, Российская Федерация

Рецензенты:

доктор технических наук, заведующий кафедрой проектирования и эксплуатации газонефтепроводов,

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина *Голунов Никита Николаевич*

доктор технических наук, профессор, консультант управления инновационного и научно-технического развития

ПАО «Транснефть» *Соценко Анатолий Евгеньевич*

Редакционная коллегия:

Ответственный редактор: Бахтизин Рамиль Назифович, профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», академик Академии наук Республики Башкортостан, д-р физ.-мат. наук;

Секретарь организационного комитета: Муратова Вера Ивановна, доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», канд. техн. наук.

Члены редакционной коллегии:

Султанмагомедов Султанмагомед Магомедтагирович, декан факультета трубопроводного транспорта, профессор кафедры «Проектирование и строительство объектов нефтяной и газовой промышленности», д-р техн. наук;

Шаммазов Айрат Мингазович, академик Академии наук Республики Башкортостан, президент, профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», д-р техн. наук;

Ибрагимов Ильдус Гамирович, проректор по научной и инновационной работе, профессор, д-р техн. наук;

Мастобаев Борис Николаевич, заведующий кафедрой «Транспорт и хранение нефти и газа», профессор, д-р техн. наук;

Кантемиров Игорь Финсурович, заведующий кафедрой «Проектирование и строительство объектов нефтяной и газовой промышленности», профессор, д-р техн. наук;

Китаев Сергей Владимирович, заведующий кафедрой «Промышленная теплоэнергетика», профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», д-р техн. наук;

Хасанов Рустям Рафикович, заведующий кафедрой «Промысловые трубопроводные системы», доцент, канд. техн. наук;

Таибулатов Радмир Расулевич, исполняющий обязанности заведующего кафедрой «Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашин», доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», канд. техн. наук;

Валеев Анвар Рашитович, профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», д-р техн. наук;

Гумеров Айдар Кабирович, доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», канд. техн. наук;

Каримов Ринат Маратович, доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», канд. техн. наук;

Муратова Вера Ивановна, доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», канд. техн. наук;

Султанмагомедов Тимур Султанмагомедович, старший преподаватель кафедры «Проектирование и строительство объектов нефтяной и газовой промышленности», канд. техн. наук;

Фарухшина Регина Радиковна, доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», канд. техн. наук.

Т 77 Трубопроводный транспорт — 2024 : Материалов XIX Международной научно-практической конференции, приуроченной к 95-летию со дня рождения профессора В.Ф. Новоселова и к 15-летию со дня образования ООО «НИИ Транснефть (Уфа, 20-22 ноября 2024 г.) в 2 т. / под общ. ред. д-ра. техн. наук Ибрагимова И.Г. — Уфа: УНПЦ «ИЗДАТЕЛЬСТВО УГНТУ», 2024.

ISBN 978-5-7831-2485-3

Т. 2 — 230 с.

ISBN 978-5-7831-2487-7

Представлены тезисы докладов XIX Международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2024», в которых отражены результаты научно-исследовательской, учебно-методической и практической деятельности работников вузов и промышленных предприятий в области трубопроводного транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа.

ISBN 978-5-7831-2487-7 (Том 2)

ISBN 978-5-7831-2485-3

УДК 622.692

ББК 39.7

© ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», 2024

© Коллектив авторов, 2024

Содержание

СЕКЦИЯ I. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ

<i>Р.М. Каримов, Р.Р. Ташбулатов, В.С. Кузнецов, С.А. Заплата</i> ФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ДЛЯ СОЗДАНИЯ, ИНВЕРТИРОВАНИЯ И РАЗДЕЛЕНИЯ СТОЙКИХ ВОДНО-УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	8
<i>Н.Г. Коноплев, Г.Е. Коробков</i> ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПУЛЬСИРУЮЩЕГО ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ НА ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДА.....	11
<i>А.Ю. Ляхов, Д.И. Кошелев</i> АКТУАЛЬНОСТЬ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННОСТИ.....	14
<i>П.Е. Микрюков, А.В. Колчин</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СВЕРХЗВУКОВОГО СЕПАРАТОРА В МАЛОТОННАЖНЫХ УСТАНОВКАХ.....	19
<i>Маканга Мэркюр Нзомоно, Мани Момени</i> БОЛЬШИЕ ДАННЫЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	21
<i>Е.И. Полякова, М.А. Кугай, Ф.В. Тимофеев, Д.Н. Соколов</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОРЕГУЛИРУЮЩИХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ НАРУЖНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРОВ.....	25
<i>З.З. Шарафутдинов, С.Е. Кутуков, И.Р. Исламов</i> ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ БЕСТРАНШЕЙНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	28
<i>Д.Р. Насртдинова</i> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА.....	31
<i>Н.В. Настай, К.И. Плотникова, А.К. Николаев</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ.....	34
<i>Г.В. Несын</i> ВРЕДНЫЕ/ПОЛЕЗНЫЕ МИКРОЭЛЕМЕНТЫ В НЕФТИ.....	37
<i>Н.И. Низамов, Б.Н. Мастобаев</i> GASSAFE VR: ИНТЕРАКТИВНЫЙ СИМУЛЯТОР ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА ДЕЙСТВИЯМ В УСЛОВИЯХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ.....	40
<i>Ч.И. Нурмухамедов, Р.Р. Ташбулатов</i> ОСОБЕННОСТИ АМПЛИТУДНО-ЧАСТОТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗВУКА ТУРБУЛЕНТНОГО ПОТОКА ЖИДКОСТИ В ТРУБОПРОВОДЕ.....	43
<i>Ч.И. Нурмухамедов, Р.Р. Ташбулатов, М.С. Кособоков</i> ВЛИЯНИЕ ЧАСТОТ СОБСТВЕННЫХ КОЛЕБАНИЙ ТРУБОПРОВОДА НА АМПЛИТУДНО-ЧАСТОТНУЮ ХАРАКТЕРИСТИКУ ЗВУКА ТУРБУЛЕНТНОГО ПОТОКА.....	46
<i>Е.С. Овчинников, А.М. Щипачев, Ю.А. Лаптенков, А.А. Александров</i> СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ЭНЕРГОРАЗДЕЛЕНИЯ В КОНТЕКСТЕ РЕДУЦИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА.....	49
<i>Ю.Н. Олудина, Т.Ю. Чугрина, А.А. Шматков</i> СОСТАВ НЕФТИ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХЛОРИСТЫХ СОЛЕЙ ПОТЕНЦИОМЕТРИЧЕСКИМ ТИТРОВАНИЕМ.....	51
<i>Н.А. Охлопков, Р.Г. Рыскулов</i> ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ С РАЗВИВАЮЩЕЙСЯ КОРРОЗИЕЙ НА СТЕНКЕ.....	53
<i>С.С.Патока, Д.О. Чеботарева, Е.А. Федосеева</i> СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ.....	55
<i>В.П. Пивнов, М.Е. Благинина, М.М. Бердник</i> ПОИСК УТЕЧЕК НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ: СРАВНЕНИЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ РАСЧЁТА.....	57

<i>С.В. Порошин, Н.А. Гаррис</i> ДЕФОРМАЦИЯ КОНСТРУКЦИЙ ФУНДАМЕНТОВ СООРУЖЕНИЙ В РАЙОНАХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ	60
<i>А.С. Потапова, З.В. Бойчук, И.А. Алефиров</i> РАБОТА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ В УСЛОВИЯХ МАГНИТНЫХ БУРЬ	62
<i>В.Е. Пудакова</i> РАСШИРЕНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	65
<i>А.А. Пуртов, Р.Р. Хасанов</i> ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННЫХ В МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРУБОПРОВОД РЕГИСТРИРУЮЩИХ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ КОНТРОЛЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НА ОТВЕТСТВЕННЫХ УЧАСТКАХ	68
<i>С.С. Рубинский, Ф.Г. Тухбатуллин</i> ПОСТРОЕНИЕ БАЗОВОЙ СЕТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ МИНИМАЛЬНОЙ СТОИМОСТИ	70
<i>Н.М. Рылько</i> ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СЕГМЕНТОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	72
<i>В.А. Саватеева, В.И. Муратова</i> СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В АТМОСФЕРУ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЗЛОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ	75
<i>М.А. Сафаров, В.И. Муратова</i> РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ВЫБОРА ОПЕРАТИВНЫХ МЕР ПО ЛОКАЛИЗАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	79
<i>В.В. Сафоненко, О.Ю. Полетаева</i> ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФАЗИРОВАННЫХ РЕШЕТОК ДЛЯ КОНТРОЛЯ КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ГАЗОПРОВОДА	82
<i>М.Ю. Симонов</i> ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ДАТЧИКОВ ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДНЫХ СИСТЕМ	84
<i>В.Н. Солодовник</i> РАЗВИТИЕ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В РАЗЛИЧНЫЕ ИСТОРИЧЕСКИЕ ПЕРИОДЫ	87
<i>Е.А. Солохин, Д.А. Годовский</i> ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПОВЫШЕННОЙ ВИБРАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБВЯЗКИ ПОРШНЕВОГО КОМПРЕССОРА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА ГПА-4РМП	89
<i>Т.С. Султанов, Г.С. Шарнина</i> ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ ПРИ СНИЖЕНИИ ПРОТИВОПОЖАРНЫХ РАЗРЫВОВ	91
<i>А.Г. Суюндикова, Р.Р. Таибулатов</i> ОБНАРУЖЕНИЕ УТЕЧЕК СИСТЕМОЙ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ КАБЕЛЕЙ	94
<i>Р.Р. Таибулатов, Л.И. Гумерова, А.Р. Валеев, А.М. Шайхинуров</i> ОЦЕНКА СНИЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В ТРУБОПРОВОДЕ ПРИ ПОВЕРХНОСТНОМ НАГРЕВЕ	96
<i>Р.Р. Таибулатов, Т.А. Барабаницкова</i> ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ ПРИ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ НЕФТИ	99
<i>Л.И. Твердохлебов</i> ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА	102

<i>А.И. Титова, В.Е. Кривов</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СПОСОБОВ ЗАКРЕПЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЕКТНЫХ ОТМЕТКАХ В УСЛОВИЯХ СЛАБОНЕСУЩИХ ГРУНТОВ.....	106
<i>Д.И. Трифонов, М. Момени</i> РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ АВАРИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ VR.....	106
<i>Б.Р. Тукаев, А.К. Гумеров, Ю.В. Лисин</i> МЕТОДИКА ОЦЕНКИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ РЕЗЕРВУАРА С ДЕФЕКТАМИ СВАРКИ.....	108
<i>Д.О. Турятко, М.И. Султанов, И.Ф. Музафаров</i> ГЕООБСЛЕДОВАНИЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА.....	110
<i>Р.Р. Уликанов</i> ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	113
<i>А.Т. Утман, М. Момени</i> УПРАВЛЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ УМНОГО ИНСПЕКЦИОННОГО ПОРШНЯ: ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНСПЕКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ.....	116
<i>Д.А. Федорин, Р.Н. Бахтизин</i> ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ.....	120
<i>Д.А. Фаттахов, Г.М. Шарафутдинова, В.Б. Барахнина, Е.М. Исмагилова</i> ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ.....	122
<i>Д.Р. Хабибуллин</i> АВТОНОМНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ С ПОМОЩЬЮ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ.....	125
<i>Р.Н. Хайрисламова, П. В. Виноградов</i> ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В СЕТЯХ С РАЗВЕТВЛЕННОЙ ТОПОЛОГИЕЙ.....	128
<i>Б.Г. Харрасов, Р.Р. Таибулатов, Ч.И. Нурмухамедов</i> ВКЛАД Н.Е. ЖУКОВСКОГО В ОБНАРУЖЕНИЕ УТЕЧЕК В ТРУБОПРОВОДАХ МЕТОДОМ СКАНИРУЮЩИХ ВОЛН.....	131
<i>Е.С. Харчиков., Е.П. Мироненко, А.Е. Сосулина, М.М. Бердник</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ ДЛЯ ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	134
<i>И.И. Хасбиуллин, Ф.С. Зверев</i> ПОЛУЧЕНИЕ ПОЛИМЕРНОГО КОМПОНЕНТА ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НАПРЯМУЮ ИЗ ЭТИЛЕНА.....	137
<i>Д.А. Хлюстов, Н.А. Гаррис</i> МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ДЕФЕКТОВ ТИПА КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ НА ГАЗОПРОВОДЕ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА С ЦЕЛЬЮ КАТЕГОРИРОВАНИЯ И ОТБРАКОВКИ.....	140
<i>Г.П. Хованов, А.А. Кузнецов, Н.Н. Хафизов</i> К ВОПРОСУ ОБ ОЦЕНКЕ СТОЙКОСТИ МАТЕРИАЛОВ АДДИТИВНОГО ПРОИЗВОДСТВА К ВОЗДЕЙСТВИЮ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	143
<i>А.С. Ходус, П.В. Бурков</i> ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ НА БОРЬБУ С КОРРОЗИЕЙ, ПРОТЕКАЮЩЕЙ ТРУБОПРОВОДАХ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ НЕФТЬ И ГАЗ.....	146
<i>Л.П. Худякова, Г.Н. Юнусова, Р.А. Харисов, И.Р. Фархетдинов, Т.И. Безымянников</i> ИСПЫТАНИЯ ФРАГМЕНТОВ ЛЕГКОСБРАСЫВАЕМЫХ КОНСТРУКЦИЙ КРЫШИ РЕЗЕРВУАРОВ НА КОРРОЗИОННУЮ СТОЙКОСТЬ.....	151
<i>П.А. Шагизиганова, Д.Р. Хайруллин, Т.Р. Садовский, М.М. Бердник</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	154

Р.Р. Шайхутдинов, К.Ш. Бикмухаметов

ПРИМЕНЕНИЕ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ
ТОПОГРАФИИ, РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПРЕДПРОЕКТНОГО И КАМЕРАЛЬНОГО ТРАССИРОВАНИЯ,
СОЗДАНИЯ ОРТОФОТОПЛАНОВ И КАРТОГРАФИРОВАНИЯ ТЕРРИТОРИИ 157

В.В. Шалай, М.О. Мызников, М.И. Гильдебрандт

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСНОВНОГО
НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ И МОНИТОРИНГЕ
ПЕРЕКАЧКИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ 159

И.А. Шаммазов, А.В. Борисов, Б.С. Александрук, А.В. Сулова, В.С. Никитина

О ВОЗМОЖНОСТИ ОСНАЩЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ АЛГОРИТМИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ЗАПОЛНЕНИЯ ПРОДУКТОМ ПЕРЕКАЧКИ ТЕЛА ТРУБЫ 162

Г.С. Шарнина, Д.Е. Нуриахметова

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ 164

П.С. Щербань

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ
ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ 167

А.М. Щипачев, С.О. Меньшико, Б.С. Александрук, В.С. Никитина

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ С ПОДКРЕПЛЕНИЕМ
ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПОТОКОВ ГАЗА ПРИ ДИСПЕТЧЕРСКОМ УПРАВЛЕНИИ ГТС 170

А.М. Щипачёв, А.И. Алёхин

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ХРУПКОСТИ МЕТАЛЛА ТРУБОПРОВОДА
МЕТОДОМ ИНСТРУМЕНТАЛЬНОГО ИНДЕНТИРОВАНИЯ 172

В.В. Юдаев, А.А. Соловьев

ТЕРМОПЛАСТИЧНЫЕ КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ В СОСТАВЕ
АРМИРОВАННЫХ ТРУБ, КАК АЛЬТЕРНАТИВА МЕТАЛЛИЧЕСКИМ ТРУБОПРОВОДАМ 175

Я.А. Юрченко, Е.В. Харитонов, Ф.Ф. Миннахметов, Л.Р. Байбекова,

А.В. Шарифуллин, Н.Р. Гафуров, Э.Р. Валеев

ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК ЛАБОРАТОРНОГО СТЕНДА ДЛЯ АНАЛИЗА
И ОПТИМИЗАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ 178

Р.Х. Юсупов, Р.Г. Рыскулов

ОПТИМИЗАЦИЯ ФИЛЬТРАЦИИ АКУСТИКО-ЭМИССИОННЫХ СИГНАЛОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ МОНИТОРИНГА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ 181

Р.Ф. Янтурин, Х.Ш. Шамилов

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК
ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ 183

Э.Н. Джафаров

НЕОБХОДИМАЯ ВЕЛИЧИНА ОТПУСКА ОСНОВЫ НА МНОГОЗЕВНОМ СТАНКЕ
С МОДЕРНИЗИРОВАННЫМ ОСНОВНЫМ РЕГУЛЯТОРОМ 185

А.А. Галимов, А.А. Ганиев

СПОСОБ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И УСТРАНЕНИЯ ПРОСКОКОВ ПЛАМЕНИ
НА ПОДОГРЕВАТЕЛЯХ ГАЗА ТИПА ГПМ-ПТПГ-30 189

СЕКЦИЯ II. СООРУЖЕНИЕ И РЕМОНТ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ

В. Абдуллаев, И. Болкунец, С. Сидоров, М.М. Бердник

АВТОМАТИЗАЦИЯ СВАРКИ ТРУБОПРОВОДОВ 193

И.А. Алефиров, О.Н. Ракито

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ
НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ 196

М.Е. Благинина, И.Д. Вильданов, З.А.М. Беклес

АНАЛИЗ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ ПРИ СООРУЖЕНИИ
ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА 199

<i>Т.И. Газизов</i>	
КОМБИНИРОВАННЫЙ СПОСОБ ВЫРАБОТКИ ГАЗА ИЗ РЕМОНТНОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА	202
<i>И.И. Гайнанов, Н.В. Морозова</i>	
МЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ: ВЫЗОВЫ И РЕШЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ИНЖЕНЕРНЫХ СООРУЖЕНИИ	204
<i>С.Н. Глукман</i>	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОФИЛАКТИЧЕСКОГО РЕМОНТА ПОДЗЕМНОГО ИЗОГНУТОГО ТРУБОПРОВОДА С КАНАВОЧНЫМ ИЗНОСОМ	205
<i>А.Г. Палаев, А.А. Красников</i>	
ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА С ПРИМЕНЕНИЕМ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ	207
<i>И.Ф. Кутлугильдин, Э.Я. Хайруллин</i>	
МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ВОДНЫХ ПРЕГРАД	210
<i>А.А. Кутушев</i>	
ОБЕСПЕЧЕНИЕ РЕСУРСА РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ПУТЕМ ЗАДЕЛКИ ТРЕЩИН КОМПОЗИТНЫМ МАТЕРИАЛОМ	211
<i>Н.А. Рябчиков, Е.М. Муфтахов,</i>	
ГЕРМЕТИЗАЦИЯ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА: ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ГЕРМЕТИЗИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ	215
<i>А.А. Скорняков, И.Ф. Кантемиров, А.Е. Зорин</i>	
РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ОПТИМАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ УТОРНЫХ УЗЛОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ	218
<i>Э.Я. Хайруллин, И.Ф. Кутлугильдин</i>	
МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА	221
<i>Т.А. Хафизов, К.Ш. Бикмухаметов, В.В. Шайдаков</i>	
МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА	222
<i>С.А. Шалдина, Г.С. Шарнина, Н.Г. Коноплев</i>	
СПОСОБ СБЕРЕЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА	226

СЕКЦИЯ I. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ

УДК 622.692

ФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ДЛЯ СОЗДАНИЯ, ИНВЕРТИРОВАНИЯ И РАЗДЕЛЕНИЯ СТОЙКИХ ВОДНО-УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Р.М. Каримов, Р.Р. Ташибулатов, В.С. Кузнецов, С.А. Заплатина

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

За прошедший более чем пол века период разработки трудноизвлекаемых залежей и высоковязких нефтей проблема образования водонефтяных эмульсий трансформировалась в многочисленные исследования по поиску эффективных методов создания и применения стабильных обратных эмульсий, обладающих при получении нужной структуры рядом положительных свойств. Возможность регулирования реологических параметров неньютоновских систем и плотности, использование наполнителей для утяжеления и удешевления составов за счет создания инвертных и инвертированных обратных эмульсий уже используется в технологиях бурения нефтяных и газовых скважин с целью создания буровых растворов и жидкостей глушения на углеводородной основе. В частности, такие составы, получаемые преимущественно только лишь за счет эмульгаторов, уже позволяют решать сложные задачи, связанные с фильтрацией, глиноемкостью и электростабильностью, снижать риски колюматации и образования газогидратов при строительстве и капитальном ремонте скважин.

Потенциал применения искусственных обратных эмульсий, в том числе и двойного типа, с требуемыми функциональными свойствами, позволяет решать более широкий класс задач, возникающих в нефтегазовой отрасли, выходящих

за пределы скважины. Дорогостоящие, широко применяемые в большом объеме реагенты нефтепромысловой химии, такие как ингибиторы коррозии, солевых и асфальтосмолопарафиновых отложений, растворители и промывочные составы поверхностного действия, используемые в протяженных трубопроводных сетях и больших сосудах, резервуарах и аппаратах, вполне могут быть заменены на более дешевыми водно-углеводородные эмульсии обратного типа, где активное вещество представляет собой дисперсную среду, в которой «растворена» в виде глобул многократно превышающая по объему балластная жидкость, например водный раствор солей. Последняя в зависимости от состава и размера частиц может определять реологические свойства и удельный вес эмульсии, а наличие углеводородной и водной фазы позволит использовать как органические, так и минеральные добавки. Наиболее перспективной сферой применения инвертных эмульсий в отрасли трубопроводного транспорта являются задачи по обработке внутренних поверхностей различного рода ингибиторами, очистки и переводов нефтепроводов и резервуаров на перекачку светлых продуктов, где требуемый объем реагентов многократно меньше объема внутренней полости.

Применение эмульгаторов позволяет инвертировать или стабилизировать эмульсию, в то время как для создания мелкодисперсных структур потребуются применение физических методов. По результатам выполненного исследования, включающего патентный поиск, литературный обзор и анализ технологических решений, установлено, что наиболее перспективными методами для создания и инвертирования водно-углеводородных эмульсий, в том числе и для задачи их последующего разделения, являются высокоэнергетические способы обработки магнитными, ультразвуковыми и электрогидравлическими полями. Последний метод, основанный на эффекте Юткина, позволяет получить стойкие эмульсии типа «масло-вода», которые не распадаются в течении нескольких лет, при этом важно, что эффект применим и для решения обратной задачи их разделения. Метод ультразвуковой обработки смесей при наличии достаточного количества водной фазы позволяет создать маловязкие высокодисперсные эмульсии, в том числе инвертного типа, или же наоборот, быстро разделять стойкие эмульсии в

зависимости от режима и частоты ультразвукового воздействия. Особенностью ультразвуковой обработки является многообразие вариантов компоновки схем воздействия, как с наружным поверхностным, так и в проточном исполнении. В качестве источника создания ультразвуковых полей, в зависимости от требуемой мощности и температуры среды могут использоваться электрострикционные и магнитострикционные преобразователи. Что касается магнитной обработки, то несмотря на довольно большой опыт промышленного применения проточных магнитных активаторов, в том числе в нефтегазовой отрасли, ни постоянные, ни электромагниты, пока не позволяют, с учетом требований эргономичности и энергоэффективности, получить мощное магнитное поле, способное обработать высокоскоростной поток многофазной среды даже на выкидных нефтесборных линиях, не говоря уже о промысловых коллекторах большего диаметра. Данная задача в краткосрочной перспективе может быть решена за счет применения в конструкции проточных активаторов сверхпроводящей обмотки, что позволит кратно увеличить силу магнитного поля в сотни и более раз при сравнительно низких энергозатратах за счет эффекта сверхпроводимости. Перевод материала обмотки в сверхпроводящее состояние при этом потребует поддержания низких криогенных температур обмотки, близких к температуре жидкого азота и ниже. Последнее сегодня, не представляет технической сложности, а стоимость азота в жидком виде примерно соответствует стоимости получения газировки. Более того, современные достижения технологий криогеники позволяют отказаться от иммерсионного охлаждения в пользу применения теплоотводящих кулеров, но уже энергозависимых, работающих на гелии по принципу холодильника.

Таким образом, создание эффективной технологии получения, разделения и инвертирования эмульсий с требуемыми реологическим и функциональными свойствами, в зависимости от конкретной задачи отрасли, требует проведения многофакторных исследований раздельной и совместной обработки смесей для определения требуемой продолжительности и последовательности воздействия, интенсивности и режима обработки, поиска эффективных типов эмульгаторов, стабилизаторов и деэмульгаторов для работы в высокоэнергетических полях в

статических и динамических условиях. Решение указанных задач на практике невозможно без использования стендовых испытательных установок типа Flow Loop, позволяющих проводить кинетические исследования процессов и оценку влияния различного типа физических полей и химреагентов, используемых для обработки потока на реологические параметры и функциональные свойства создаваемых эмульсий.

Исследование выполнено за счет гранта РФФИ (проект № 24-29-00196).

УДК 532.551

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПУЛЬСИРУЮЩЕГО ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ НА ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДА

Н.Г. Коноплев, Г.Е. Коробков

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Исследования, изучающие влияние воздействия пульсаций на стоячую и движущуюся жидкость в трубопроводе, посвящены в основном определению коэффициента затухания волн давления, распределению скорости потока по сечению, коэффициента гидравлического сопротивления, а также определению границ применимости квазистационарного подхода к определению зависимости потерь энергии на трение от расхода. В этих работах воздействие на жидкость создается с помощью пульсатора – поршня. Исследователи рассматривали возбуждение пульсаций в жидкости, перекачиваемой центробежным насосом, путем воздействия присоединенным поршнем и пульсаций стоячей жидкости в трубопроводе (простое воздействие поршня). Поскольку любое тело, обладающее массой и упругостью, имеет собственную частоту колебания, представляет интерес возможности создания резонансных эффектов в трубопроводе с текущей жидкостью, с целью увеличения расхода

перекачки. В вышеупомянутых работах не обращалось внимание на данную возможность, а частоты воздействия не были каким-либо образом привязаны к собственным частотам колебания жидкости.

Согласно нашим представлениям о комплексном гидравлическом сопротивлении трубопровода, с точки зрения электрогидравлической аналогии, текущая в трубопроводе жидкость обладает частотой трансформации энергии, отражающей постоянный переход упругой потенциальной энергии в кинетическую и обратно при ее распространении в текущей жидкости. Эта частота, в свою очередь, влияет на гидравлическое сопротивление трубопровода.

Целью проводимого нами эксперимента являлось исследование воздействия на частоту трансформации энергии жидкости, текущей в трубопроводе, изменяющейся мощностью источника энергии (насоса) в протяженных и непротяженных трубопроводах и возможности создания резонансных эффектов.

В результате проведенных исследований установлено, что воздействие источника энергии переменной мощности, изменяющейся, по гармоническому закону, приводит к появлению дополнительного волнового сопротивления, зависящего от частоты изменения подводимой мощности, и приводит к уменьшению расхода примерно на 20–35 %, в зависимости от частоты изменения мощности и начальных условий. При этом расход жидкости в начале трубопровода оказывается выше на 10–12 %, чем расход в конце, что указывает на существование расхода деформации жидкости при перекачке с переменным напором. В свою очередь, расход изменяется по закону, близкому к гармоническому с амплитудой, превышающей действующее (измеряемое) значение на 20 – 30 %. Уменьшение осредненного или действующего значения расхода приводит к некоторому снижению частоты трансформации энергии, что обуславливает изменение распределения давления по длине трубопровода. График осредненных значений давления, в сравнении со стационарным распределением, показан на рисунке. Однако, при воздействии

частоты изменения мощности насоса, близкой к резонансной частоте, колебания жидкости в трубопроводе значительного изменения расхода и давления текущей жидкости не происходит. Объяснением этому может служить предположение об увеличении турбулентного сопротивления самой жидкости, которое связано с увеличением частоты трансформации ее энергии.

Воздействие на жидкость насоса с переменной мощностью, с частотой, равной или близкой к резонансной частоте колебаний жидкости в трубопроводе, не приводит к резонансным эффектам в следствие значительного затухания волн давления и расхода от возрастающей частоты трансформации энергии и, соответственно, турбулентного сопротивления, хотя при этом волновое сопротивление трубопровода близко к нулю.

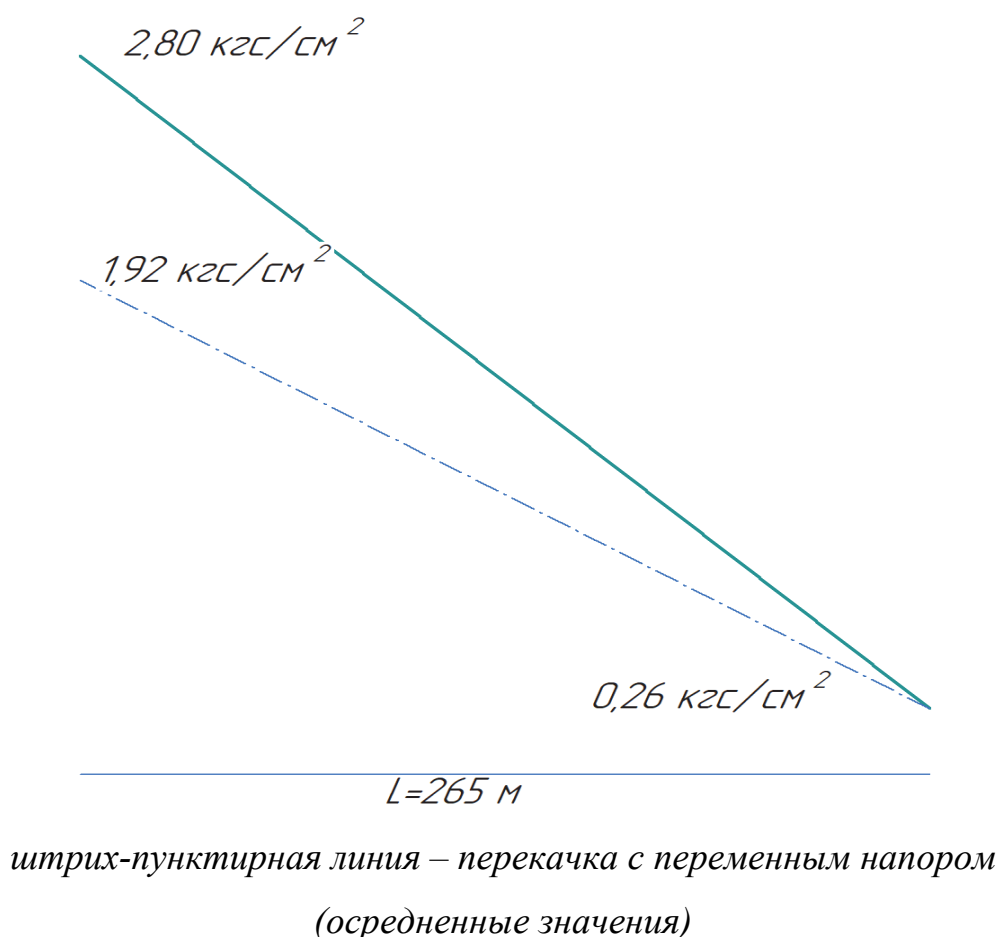


Рисунок 1. Линии гидравлического уклона при стационарной перекачке и перекачке с переменным напором

АКТУАЛЬНОСТЬ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.Ю. Ляхов, Д.И. Кошелев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Магистральные нефте- и газотрубопроводы по нормам проектируются, как бездефектные сооружения. После испытаний, подтверждающих их прочность и герметичность, приёмки в эксплуатацию, они начинают обрастать дефектами, зарождающимися ранее и благоприобретёнными трещинами, гофрами, вмятинами, коррозионного происхождения, в том числе от коррозии под напряжением. Для своевременного обнаружения и устранения дефектов, способных привести к критическим последствиям, необходима внутритрубная диагностика.

Впервые оборудование для внутритрубной диагностики трубопроводов (ВТД) было показано осенью 1972 года на Выставке американского оборудования для нефтяной и газовой промышленности в Сокольниках. На нынешнее время отечественные организации весьма успешно продвинулись в научном и производственном плане, встали вровень с передовыми зарубежными фирмами ВТД. Проектируются и изготавливаются магнитные, ультразвуковые и комбинированные внутритрубные диагностические снаряды со всей необходимой оснасткой для проведения ВТД, разработаны нормативные материалы и программное обеспечение, программные продукты для распознавания и ранжирования дефектов, определения их влияния на прочность и долговечность трубопроводов. Выполняется после завершения строительства и перед сдачей в эксплуатацию диагностика геометрии, профилометрия трубопроводов. Т.е., создано важное направление науки и техники, обеспечивающий эффективность, надёжность и безопасность магистральных нефтепроводов (МН), газопроводов (МГ), нефтепродуктопроводов (МНПП).

Сейчас применяется методика технического диагностирования линейной части магистральных нефтепроводов с использованием внутритрубных приборов (ВИП). Использование ВИП высокого разрешения позволяет обнаруживать дефект, измерить его параметры и классифицировать по типам. Это является необходимым условием для проведения расчётов на прочность и долговечность трубопровода и предельно допустимого давления эксплуатации.

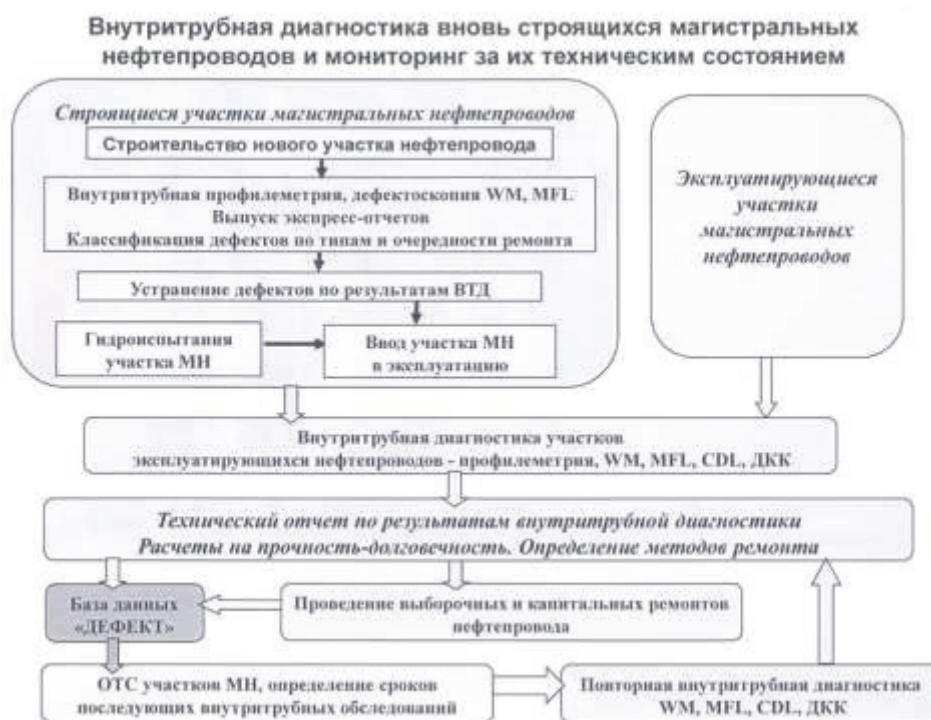


Рисунок 1.1 Схема внутритрубной диагностики вновь строящихся магистральных нефтепроводов и мониторинга за их техническим состоянием

К внутритрубным приборам, в основном, относятся одnoseкционные ВИП: профилемеры многоканальные (для выявления вмятин, гофр, овальностей); ультразвуковые дефектоскопы WM (для выявления коррозионных дефектов, риска, расслоений, дефектов геометрии, смещений сварных швов); магнитные дефектоскопы MFL (для выявления дефектов кольцевых сварных швов и питтинговой коррозии); ультразвуковые дефектоскопы CD (для выявления трещиноподобных дефектов в металле трубы и сварных швах). С целью осуществления комплексной диагностики трубопровода и выявления за один пропуск прибора всех типов дефектов

линейной части были разработаны уникальные комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы. Эти сложнейшие программно-аппаратные комплексы объединяют в одном приборе измерительные системы разных типов, включающие ультразвуковые датчики 2-х типов, магнитные датчики, вихретоковые датчики. Качество информации, получаемой комбинированным прибором выше, чем от трех односекционных – так как в «комбайне» один и тот же дефект измеряется разными методами, эти методы дополняют друг друга, поэтому параметры дефектов более достоверные.

ВИП способны не только обнаружить дефект, но измерить его параметры и классифицировать по типам. Это, в свою очередь, является необходимым условием для проведения расчетов на прочность и долговечность и определения для каждого дефекта предельного срока эксплуатации трубопровода и предельного допустимого давления перекачки. В соответствии с расчетной датой устранения дефектов, их расположения определяется оптимальный метод ремонта дефектной секции нефтепровода, восстанавливающий срок эксплуатации отремонтированного участка не менее, чем на 30 лет. За каждым обнаруженным дефектом ведется мониторинг на основе периодических внутритрубных инспекций с интервалом 3...6 лет с тем, чтобы не допустить развитие дефектов до критических размеров и своевременно их отремонтировать.

Оборудование для внутритрубной диагностики выявляет следующие типы дефектов:

- Дефекты геометрии (вмятины, гофры, овальности, провисы, зоны повышенных напряжений)
- Дефекты потери металла (общая, питтинговая коррозия, механические повреждения)
- Расслоения металла
- Разноориентированные трещины, в том числе стресс-коррозионного характера
- Дефекты кольцевых сварных швов, включая трещины

- Дефекты отслоения изоляции



Рисунок 1.3 Распределение дефектов по типам

Наибольшую опасность для целостности нефтепроводов представляют механические повреждения - риски и комбинированные дефекты - вмятины с рисками, которые появляются при некачественном проведении строительно-монтажных и ремонтных работах.

На основе технических отчётов по ВТД формируется программа реконструкции, выборочного и капитального ремонта. Применение внутритрубной диагностики на МН и МНПП во многом предопределяет снижение аварийности на линейной части. Техническое диагностирование позволяет обеспечить необходимый уровень эксплуатационной надёжности МН и МНПП в условиях проектных нагрузок и их значительного возраста.

Визуализация результатов диагностики может быть плоской, в виде развертки трубы со схематичными изображениями дефектов и ремонтных конструкций, и трехмерной, в виде объемного изображения трубопровода.

Окончательный отчет по результатам внутритрубной диагностики содержит информацию обо всех найденных дефектах и элементах обустройства, оценку опасности каждого дефекта, оценку технического состояния участка ЛЧ МГ в целом.

Основными направлениями разработки в настоящее время являются:

- разработка и опытная эксплуатация новейших профиломеров;
- разработка и опытная эксплуатация внутритрубных дефектоскопов для определения изгибных напряжений в трубопроводе;
- совершенствование существующего оборудования с целью повышения разрешающей способности и достоверности;
- изучение природы и причин возникновения дефектов, проведение химических и металлографических исследований;
- разработка методов оценки и предсказания развития технического состояния ЛЧ МГ;

Внутритрубная диагностика стала неременным атрибутом эксплуатации газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, обеспечивая новый, более высокий уровень их надёжности и безопасности, снижение в разы аварийных ситуаций на трубопроводах.

Список использованных источников

1. Миторхин М.Ю., Велиюлин И.И., Касьянов А.Н. и др. Анализ средств и технологий технического диагностирования и отбраковки труб при проведении капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» // Территория нефтегаз.-2010.- №12. - С.57-60.
2. Алимов С.В., Арабей А.Б., Ряховских И.В и др. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии // Газовая промышленность. Спецвыпуск. -2015. - Том 724. - С.10-15.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СВЕРХЗВУКОВОГО СЕПАРАТОРА В МАЛОТОННАЖНЫХ УСТАНОВКАХ

П.Е. Микрюков, А.В. Колчин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В данной работе исследуется применение сверхзвукового сепаратора в редуцирующем узле малотоннажной установки для сжижения природного газа. Используя эффект адиабатического расширения в сверхзвуковом потоке, сепаратор позволяет охлаждать и сжижать газ без дополнительных охлаждающих агентов. Это делает технологию перспективной для малотоннажных СПГ-установок, особенно в удаленных регионах и на малых месторождениях, где традиционные методы сжижения затруднены.

Исследование проводилось с использованием математической модели, основанной на уравнениях газовой динамики и термодинамики для адиабатического течения газа [1, 2]. В качестве основных параметров рассматривались температуры и давления на входе и выходе сепаратора, а также углы входа и выхода сопла.

В ходе исследования анализировалось влияние изменения углов $\theta_{\text{вх}}$ и $\theta_{\text{вых}}$ на выходную температуру газа. Варьирование параметров было в пределах от 2° до 7° . Остальные геометрические параметры сепаратора (диаметры, длины секций) были выбраны из практических соображений и опыта предыдущих исследований [3, 4], но не являлись переменными в данном исследовании.

Результаты расчетов показали, что углы входа и выхода сопла существенно влияют на эффективность охлаждения газа в сверхзвуковом сепараторе.

При $\theta_{\text{вх}} = 2^\circ$ процесс сжатия газа в конвергентной части происходит медленно, что приводит к недостаточному ускорению потока перед горлом

сопла. Это ограничивает достижение сверхзвуковых скоростей в дивергентной части и снижает эффективность охлаждения. При увеличении $\theta_{\text{вх}}$ до 4° достигается оптимальный баланс между скоростью сжатия и длиной конвергентной части. Газ ускоряется до звуковой скорости в горле сопла, что инициирует эффективное адиабатическое расширение в дивергентной части. Дальнейшее увеличение $\theta_{\text{вх}}$ свыше 5° приводит к возникновению шоковых волн и повышению турбулентности в потоке, что негативно сказывается на охлаждении газа.

При $\theta_{\text{вых}} = 2^\circ$ дивергентная часть имеет небольшой угол раскрытия, что ограничивает степень расширения газа и, следовательно, снижение температуры. Оптимальный угол $\theta_{\text{вых}} = 5^\circ$ обеспечивает достаточное расширение газа до сверхзвуковых скоростей, что способствует интенсивному охлаждению. При этом сохраняется устойчивость потока без значительных потерь энергии. Увеличение $\theta_{\text{вых}}$ свыше 5° приводит к возрастанию турбулентности и возможности отрыва потока от стенок сопла, что ухудшает эффективность охлаждения и может вызвать механические нагрузки на конструкцию сепаратора.

При оптимальных углах $\theta_{\text{вх}} = 4^\circ$ и $\theta_{\text{вых}} = 5^\circ$ выходная температура газа достигает 112–113 К. Это соответствует температуре сжижения метана и обеспечивает эффективное отделение конденсированных компонентов от газовой фазы. При этом, следует отметить, что высокое входное давление (порядка 7,5 МПа) и низкая входная температура (в среднем, минус 55°C) способствуют повышению эффективности процесса охлаждения в сверхзвуковом сепараторе.

Достижение выходной температуры газа около 112–113 К без дополнительных энергозатрат делает данную технологию привлекательной для промышленного применения. Результаты работы могут быть использованы при разработке и оптимизации оборудования для производства СПГ, особенно в условиях ограниченных ресурсов и удаленных месторождений.

Список использованных источников

1. Anderson, J.D. Modern Compressible Flow: With Historical Perspective. New York: McGraw-Hill, 1990.
2. Liepmann, H.W., Roshko, A. Elements of Gasdynamics. New York: Dover Publications, 1957.
3. Кондратьев, В.А. Малотоннажное производство СПГ: технологии и оборудование. — М.: Техносфера, 2019.
4. Смирнов, И.П., Лебедев, А.С. Сверхзвуковые сепараторы в газовой промышленности. // Газовая промышленность, 2020, № 6, с. 45–52.
5. Çengel, Y.A., Boles, M.A. Thermodynamics: An Engineering Approach. 8th ed. New York: McGraw-Hill, 2015.
6. Поляков, В.Н. Технологии сжижения природного газа. — СПб.: Недра, 2017.
7. Гришин, Ю.А., Павлов, К.С. Сверхзвуковые течения и их применение в технике. — М.: Машиностроение, 2018.

УДК 622.692

БОЛЬШИЕ ДАННЫЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Нзомоно Маканга Мэркюр^{1, 2}, Момени Мани¹

*¹Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы,
Москва, Россия*

²Российский государственный университет нефти и газа РФ, Москва, Россия

Аналитика больших данных — это новая технология, позволяющая обрабатывать огромные объемы данных с высокой скоростью и точностью, что имеет важное значение для нефтегазовой отрасли. Благодаря датчикам, фиксирующим данные на этапах разведки, бурения и производства, компании могут анализировать сейсмические данные, улучшать моделирование резервуаров, оптимизировать работу оборудования и повышать безопасность труда. Это помогает нефтегазовым компаниям увеличить добычу, снизить

расходы и улучшить качество решений, одновременно снижая экологические риски. Преобразование больших данных в «умные» данные, с помощью технологий, таких как глубокое обучение и дополненная реальность, позволяет быстрее находить скрытые закономерности и точно прогнозировать будущие тенденции, значительно улучшая процесс принятия решений.

В нефтегазовой отрасли ежедневно генерируются большие объемы данных, что связано с тремя основными проблемами: трудностью поиска нефти, высокими затратами на её добычу и потенциальными экологическими рисками. Породы, содержащие углеводороды, обычно расположены на глубине 5 000–35 000 футов и требуют сложных геофизических исследований для обнаружения. Добыча нефти требует значительных финансовых и научных ресурсов, а также внимания к экологическим и человеческим рискам. Разведка и добыча зависят от таких наук, как геология и инженерия, и каждая система месторождения требует уникального подхода для максимальной эффективности. Аналитика больших данных помогает оптимизировать процессы разведки, бурения и доставки в секторе upstream, особенно в условиях нестабильных цен на нефть, что помогает минимизировать риски и улучшить управляемость процесса.

Индустрия нефти и газа активно использует данные, что требует применения технологий больших данных для максимального использования различных видов быстро увеличивающихся данных. Аналитика в реальном времени позволяет повысить эффективность добычи нефти, сократить издержки и риски, улучшить безопасность, соответствие нормативным требованиям и качество принимаемых решений. Ведущие компании уже начали проекты по внедрению больших данных для отслеживания новых возможностей, снижения затрат и оптимизации операций. Проведение анализа существующих пробелов помогает определить ключевые потребности в технологиях и экспертах, чтобы направить инвестиции в зрелые и проверенные технологии. Использование больших данных поддерживает обоснованное принятие решений и позволяет компаниям повышать эффективность разведки,

прогнозировать добычу, продлевать срок службы оборудования, повышать эффективность логистики и снижать влияние на окружающую среду.

Сочетание больших данных и продвинутой аналитики в разведке и разработке нефти и газа позволяет менеджерам и экспертам принимать обоснованные стратегические и операционные решения. Аналитические инструменты помогают в нескольких ключевых областях: усиление усилий по разведке, где исторические данные о бурении помогают геологам проверять предположения; комбинирование корпоративных и производственных данных для новых инсайтов, улучшающих разведку; оценка перспектив для участия в тендерах с помощью аналитики геопространственных данных; и выявление продуктивных сейсмических следов с использованием технологий Nadoor и распределённых баз данных.

Технологии больших данных позволяют создавать «умные» буровые платформы и трубопроводную инфраструктуру, что помогает предвидеть проблемы, предотвращать сбои и повышать производительность. Аналитика в реальном времени выявляет аномалии, минимизирует риски для людей и оборудования, и оптимизирует производственные процессы. Среди ключевых применений: создание моделей бурения с учетом геологических данных, повышение точности и безопасности операций благодаря раннему выявлению аномалий, и использование предсказательной аналитики для сокращения непроизводительного времени и оптимизации параметров бурения.

Большие данные помогают снижать риски и оптимизировать затраты в нефтегазовой отрасли, улучшая охрану здоровья, безопасность и защиту окружающей среды. С их помощью можно предотвращать нежелательные события, такие как выбросы при бурении, прогнозировать техобслуживание и время простоя оборудования, а также использовать данные о погоде и графике работы для предотвращения опасных условий. Анализ данных в Nadoor позволяет заранее выявлять проблемы с эксплуатацией скважин и обнаруживать аномалии в реальном времени, что повышает уровень безопасности и снижает экологические риски.

Одной из главных проблем внедрения больших данных в нефтегазовой отрасли остаются затраты на их запись, хранение и анализ. Современные технологии, такие как туманные вычисления, облако и IoT, помогают решить эти задачи, улучшая обработку данных и снижая задержки. Важные вопросы также включают знания персонала и владение данными. Большие данные применяются в сейсмическом анализе, моделировании резервуаров и отчетности о производстве. Для успешного использования таких данных необходимо четко определять бизнес-задачи, использовать междисциплинарные команды, комбинировать методы анализа и предоставлять результаты в удобном формате.

Нефтегазовая отрасль активно внедряет технологии больших данных, что помогает эффективно использовать разнообразные и быстро растущие объемы данных. В реальном времени аналитика больших данных позволяет повышать эффективность добычи, снижать затраты, риски, улучшать безопасность и соответствие нормативным требованиям, а также улучшать качество решений. Ведущие компании уже реализуют проекты, которые помогают отслеживать новые возможности, оптимизировать операции и управлять данными для поддержки бизнес-процессов и принятия решений. Признание ценности больших данных позволяет нефтегазовым компаниям создавать конкурентные преимущества за счет инноваций и устойчивых стратегий.

Список использованных источников

1. "Большие данные в энергетике и нефтегазовой промышленности". Автор: Василий Сидоров, Издание: 1-е издание, Год издания: 2021, Количество страниц: 420 с.
2. "Аналитика и моделирование для нефтегазовой отрасли". Автор: Сергей Борисов, Издание: 2-е издание, Год издания: 2018, Количество страниц: 368 с.
3. "Применение Big Data и искусственного интеллекта в нефтегазовой индустрии". Автор: Игорь Миронов, Издание: 1-е издание, Год издания: 2020, Количество страниц: 310 с.
4. "Интеллектуальные системы и анализ данных для разведки и добычи углеводородов". Автор: Елена Павлова, Издание: 1-е издание, Год издания: 2019, Количество страниц: 289 с.

5. "Цифровизация в нефтегазовой отрасли: данные, безопасность и эффективность".

Автор: Олег Иванов, Издание: 3-е издание, Год издания: 2022, Количество страниц: 450 с.

УДК 621.45038.72:621.45.038.74

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОРЕГУЛИРУЮЩИХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ НАРУЖНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРОВ

Е.И. Полякова, М.А. Кугай, Ф.В. Тимофеев, Д.Н. Соколов

НИИ Проблем хранения Росрезерва, Москва, Россия

В целях повышений уровня экологической безопасности при эксплуатации резервуарных парков, осуществляющих хранение нефти и нефтепродуктов за счет снижения объема испарений легких фракций углеводородов в процессе хранения рассмотрена возможность применения специальных антикоррозионных покрытий, обладающих функцией активной терморегуляции.

Применение нового типа покрытий призвано значительно снизить воздействие нагрева стенок резервуара под воздействием солнечной радиации за счет применяемых в составе покрытий материалов с фазовым переходом. Такие материалы способны накапливать тепловую энергию солнечного света за счет адсорбции и высвобождения скрытого тепла через обратимые фазовые переходы. Соответственно они могут быть перспективны в качестве функциональных добавок к применяемым в настоящее время лакокрасочным покрытиям для продвинутой терморегуляции. Инкапсулированные кристаллогидраты и их смеси демонстрируют высокую стабильность при поглощении/высвобождении энергии, обусловленные функциональными свойствами оболочки капсулы и пространственным удержанием,

предотвращающим потерю воды и неконгруэнтное плавление при фазовых переходах. Помещенные в стандартные лакокрасочные покрытия микроконтейнеры из природных пористых или слоистых глинистых материалов представляют собой простой и экономичный метод инкапсуляции фазово-переходных материалов, что значительно улучшает форму и циклическую стабильность терморегулирующих покрытий.

Для оценки возможности применения терморегулирующих покрытий в качестве антикоррозионной защиты наружных поверхностей резервуаров проводится комплекс исследований включающий:

- опытно-экспериментальную оценку потерь от испарения топлив, помещенных в модельные образцы, имитирующие работу резервуаров и покрытые различными типами покрытий;
- сравнительный анализ теплофизических свойств различных типов покрытий, в том числе содержащих терморегулирующие покрытия в инкапсулированной форме и покрытий, предназначенных для теплозащиты объектов нефтегазового комплекса.

Для проведения опытно-экспериментальных исследований на модельных образцах используются: 1. инновационное композитное ЛКП (инкапсулированный фазово-переходный материал : ЛКМ ЭпоксиКоут Мاستик: эмаль Урпейнт (ООО «Завод ВДМ «Пигмент»); 2. ЛКМ ЭпоксиКоут Мастик: эмаль Урпейнт (ООО «Завод ВДМ «Пигмент»); 3. Материал теплоизоляционный "Изоллат" (ООО «Специальные технологии»); 4. Композиционный материал «Корунд классик» (ООО «НПО Фуллерен»); 5. Двухслойная система АКП «Декопокс Фаст»: «Декопур-Флекс» (ООО «Территория цвета»); 6. Краска БТ-177 (серебрянка) ГОСТ 5631-79.

Характеристики покрытия, содержащего партию функциональных контейнеров с инкапсулированными фазово-переходными материалами:

- тип покрытия - парафин эйкозан $C_{20}H_{42}$;
- материал оболочки – полиуретан;
- температура фазового перехода 10-50 °С;

- средний размер функциональных контейнеров – не более 100 мкм.

Икспектр фазово-переходного материала и функциональных контейнеров с инкапсулированными фазово-переходными материалами представлен на рисунке 1.

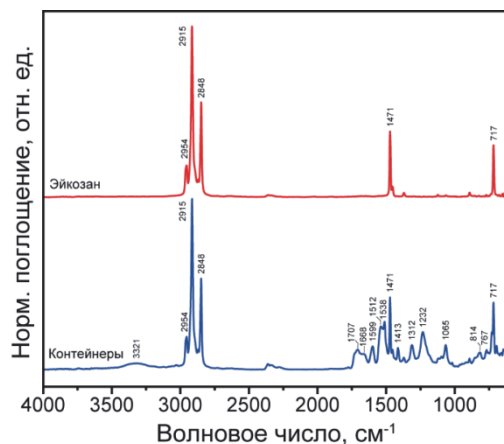


Рисунок 1. ИК-Фурье спектры поглощения фазово-переходных материалов

Измерение температуры фазовых переходов контейнеров, содержащих фазово-переходные материалы, проводилось на приборе 214 Polyma Netzsch в диапазоне температур 0 –70 °С со скоростью нагрева/охлаждения образцов 10 °С/мин. и представлено на рисунке 2.

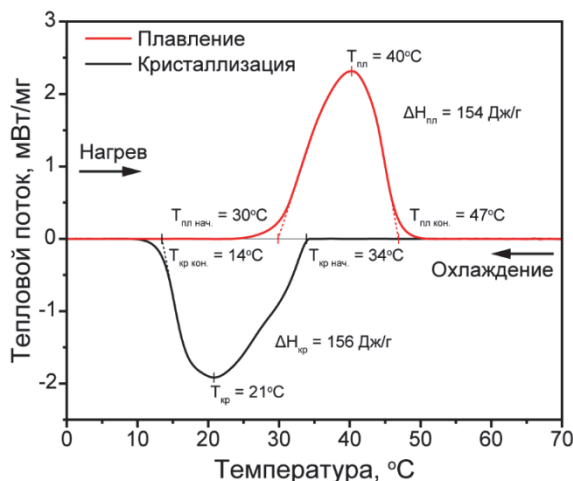


Рисунок 2. Кривые плавления и кристаллизации контейнеров, содержащих фазово-переходные материалы

Анализ влияния различных типов покрытий на испарение нефтепродуктов при хранении будут представлены в последующих работах.

ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ БЕСТРАНШЕЙНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

3.3. Шарафутдинов, С.Е. Кутуков, И.Р. Исламов

ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Силовое взаимодействие между протаскиваемым трубопроводом и стенками скважины, построенной при реализации метода наклонно-направленного бурения, нередко приводит к нарушению его изоляции, которое также сопровождается значительным увеличением величин тяговых усилий в процессе протаскивания трубопровода вплоть до возникновения аварийных ситуаций с заклиниванием дюкера.

Для предотвращения технологических осложнений связанных с нарушением изоляции протаскиваемого трубопровода из-за наличия зон осложненных интервалов в построенной скважине следует предъявлять строгие требования как к состоянию скважины подводного перехода трубопровода, контролировать пространственное положение скважины, ее геометрические параметры, а также характеристики изоляционных материалов протаскиваемого трубопровода.

В практической деятельности наибольшее применение находят заводские двух- и трехслойные покрытия на основе экструдированного полиэтилена и полипропилена. Данные покрытия относятся к веществам молекулярного строения. В веществах молекулярного строения между элементарными частицами действуют дисперсионные силы. Они вызывают только конденсацию или уплотнение вещества, без создания какой – либо структуры. Прочность обусловлена молекулярной массой создаваемого полимера и созданием в нем единой молекулярной орбитали. Отличительной особенностью веществ молекулярного строения является неориентированность связей между ее составляющими, следствием чего является их высокая деформативная

способность. Поэтому применение молекулярных веществ в качестве защитных покрытий у трубных изделий обусловлено их способностью к совместной деформации с металлом. Однако вещества молекулярного строения обладают низкой прочностью из-за действия дисперсионных сил в объеме покрытия и их склонности к течению при нагрузке;

В отдельных странах значительную популярность получили эпоксидные покрытия труб. Отвержденные полимеры (смолы) занимают промежуточное состояние между веществами молекулярного и атомного строения. Двойственность подобной природы высокомолекулярных соединений приводит к тому, что после их отверждения, в зависимости от термодинамических условий их нахождения, они способны последовательно проявлять как свойства вещества атомного строения из-за наличия в их объеме полярно-ковалентных связей, так и веществ молекулярного строения. Поэтому основными недостатками эпоксидных покрытий являются их недостаточно высокая эластичность и низкая прочность при ударе, особенно в области минусовых температур, что осложняет транспортировку труб с подобной изоляцией, выполнение строительно-монтажных работ в трассовых условиях. Этим обусловлено то, что имеются ограничения на использование труб с заводским эпоксидным покрытием при строительстве магистральных трубопроводов (допустимый диаметр труб до 820 мм включительно). Модификация эпоксидных олигомеров с целью управления и регулирования свойствами конечных изделий является задачей, требующей своего решения в современном материаловедении;

Прочность, создаваемая молекулярными орбиталями в составе вещества молекулярного строения, недостаточна для сохранения своей целостности при контакте с единичными включениями прочных пород в объеме проходимого грунта при реализации технологии бестраншейной прокладки трубопроводов через различные препятствия. Абсолютные значения усилий, реализуемых при протаскивании трубопроводов позволяют утверждать, что необходимо повышать способность покрытий к сопротивлению при их контакте с

единичными, высокопрочными и крупноразмерными включениями из состава грунтов, контактирующих с протаскиваемым трубопроводом;

Предотвратить нарушения изоляции трубопровода будет возможно при снижении удельных нагрузок на поверхность трубопровода, вследствие увеличения площади контакта частиц грунта с изоляцией трубопровода, т.е. при снижении размера частиц грунта, увеличение размера проходного сечения скважины, или же значительного увеличения прочностных характеристик изоляционных материалов;

В практической деятельности для защиты от нарушений и разрушения изоляционного покрытия прокладываемого трубопровода предлагается осуществлять защиту полимерных покрытий газонефтепроводов путем нанесения бетонных покрытий. Принципиальными недостатками для применения бетонных покрытий при сооружении подводных переходов методом наклонно-направленного бурения является то, что применение бетонных покрытий в значительной степени увеличивает вес и жесткость протаскиваемого трубопровода. Это будет в значительной степени способствовать увеличению тяговых усилий при протаскивании трубопровода, разрушению ствола построенной скважины в процессе протаскивания трубопровода, потребует, в проектируемом профиле подводных переходов, увеличения необходимых радиусов кривизны, диаметра строящейся скважины для обеспечения условия проходимости трубопровода, а также, следовательно, увеличения длины строящегося перехода и диаметра скважины;

Управление физико-механическими свойствами покрытий и материалов на основе отверждаемых полимеров, разработанные различными специалистами, основаны на создании композиционных полимерных материалов с использованием различных материалов, сочетание которых со смолами, основано как на физическом, так и молекулярном самоармировании структур, создаваемых в процессе отверждения смол;

Решение задачи предотвращения разрушения и нарушения состояния изоляционного покрытия трубопровода в процессе его протаскивания при

сооружении подводного перехода методом наклонно-направленного бурения требует решения нестандартных технических решений. Объем строительства подводных переходов в осложненных инженерно-геологических условиях не столь велик. Малый объем сооружения подобных переходов, т.е. фактически единичные факты востребованности трубопроводов с упрочненной изоляцией, способной противостоять действию высокопрочных включений из состава проходимых грунтов, требует реализацию защитных мероприятий по отношению к изоляции в полевых условиях;

Технология реализации защиты трубопровода должна быть достаточно простой и технологичной, приспособленной к квалификации исполнителей и условиям сооружения подводных переходов. Поэтому кроме создания специализированных полимерных покрытий, надежным техническим решением будет оплётка наружной поверхности труб перехода металлической бронирующей лентой в сочетании с высокомолекулярным компаундом между слоями оплетки и телом трубы.

УДК 621.642.39

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА

Д.Р. Насртдинова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Вопрос защиты резервуаров от отложений решается с помощью применения различных технологий. Первая заключается в периодическом выводе резервуара из эксплуатации для зачистки, вторая – эксплуатация резервуара осуществляется вместе с работающими устройствами размыва для недопущения образования и накопления донных отложений [1].

Положительное влияние на нефть с целью недопущения образования отложений достигается с помощью механического, ультразвукового колебания среды, воздействия электромагнитного, электрического, а также магнитного, теплового полей.

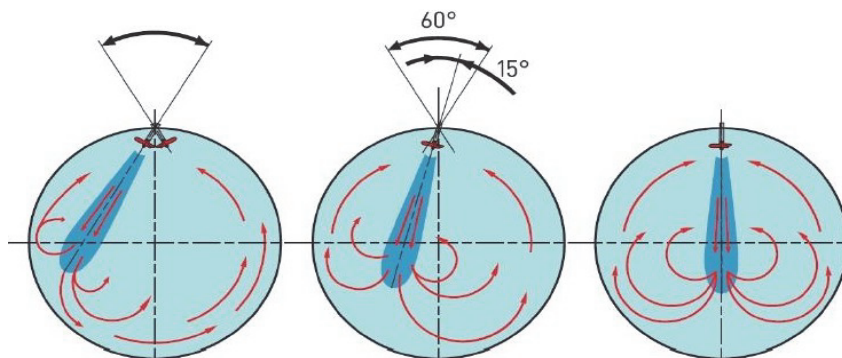
Механические колебания среды заключаются в частом относительном движении макроскопических элементов объема среды по отношению друг к другу, порождаемого воздействием импульса, получаемого средой от механической мешалки, струи газа или жидкости. Поэтому следует, что существует три метода перемешивания: механический, пневматический и циркуляционный.

Электромеханическая лопастная мешалка «Диоген-700» - одно из самых популярных устройств для предотвращения образования придонных отложений. Эти устройства устанавливаются на люке-лазе овальной или круглой формы на первом поясе резервуара объемом от 2000 до 50000 м³. Применение устройства для размыва позволяет предотвращать и удалять скопления осадка без остановки технологического процесса предприятия и без опорожнения вывода резервуара в ремонт.

Схема направления потоков жидкости при работе устройства представлена на рисунке 1.

Устройство включает корпус с элементом для крепления устройства на стенке резервуара. В корпусе с помощью подшипников качения установлен вал. Он приводится во вращение электродвигателем через зубчато-ременную передачу с одной стороны, при этом противоположная часть вала, на котором закреплен гребной винт, проходит в резервуар. Для герметизации пространства между корпусом устройства и стенкой резервуара используется герметичный шаровой шарнир, для герметизации вала относительно опорного корпуса торцевое уплотнение. Чтобы совершалось угловое перемещение вала внутри резервуара устройство оснащено валом редуктором. Он приводит во возвратно-поступательное движение палец, который имеет шарнирное соединение с

тягой, при этом с другой стороны тяга также шарнирно закреплена с крышкой люка-лаза.



I - положение в максимальном угле поворота; II - положение в среднем угле поворота; III - исходное положение

Рисунок 1. Схема направления потоков жидкости при работе устройства

Но существует ряд недостатков в работе устройства:

- поскольку вертикальное движение нефти в резервуаре отсутствует, частицы отложений проникают и распространяются в слое нефти только через сильные вихри;
- площадь дна резервуара, где осадок непосредственно взвешивается турбулентной струей, создаваемой пропеллером, ограничена $(22-25)^\circ$ (внутренний угол расширения турбулентной струи);
- из-за установки перемешивающего пропеллера на стенке резервуара, скорость потока нефти на противоположной стороне резервуара значительно снижается до критических значений начала размыва донного осадка (0,25 м/с), вызывая застойную зону на противоположной стороне дна резервуара;
- в случае использования для перемешивания высоковязких нефтей наблюдается снижение эффективности работы.

На многих станциях установлены резервуары объемом 20000 м³. Мощности одного устройства не хватает для того, чтобы размывать донные отложения. Таким образом, устанавливая второе устройство в резервуаре, повышается эффективность размыва донных отложений.

Список использованных источников

1. Кононов, О.В. Развитие технологий и технических средств для борьбы с отложениями в нефтяных емкостях: дисс. канд. техн. наук: 07.00.10, 25.00.19 / Кононов Олег Владимирович; науч. рук. Б.Н. Мастобаев; УГНТУ. - Уфа, 2010. - 178 с.

УДК 622.691.4

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Н.В. Настай, К.И. Плотникова, А.К. Николаев

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
Санкт-Петербург, Россия*

В настоящее время две третьих мировых запасов нефти являются высоковязкими, при этом большая часть месторождений с нетрадиционными запасами нефти находятся в условиях Крайнего Севера. Существует несколько основных методов транспорта нефтей с повышенной вязкостью: нагрев, разбавление, эмульгирование, гидроперекачка, транспорт нефти с добавлением присадок. Комбинирование методов нагрева и добавления депрессорных присадок позволяет не только снизить вязкость нефти и температуру застывания, а так же снизить значение коэффициента гидравлического сопротивления, что, в свою очередь, позволяет повысить эффективность транспорта высоковязкой нефти.

Экспериментальные исследования проводились на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1. Результаты экспериментальных исследований зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига представлены на рисунке 1.

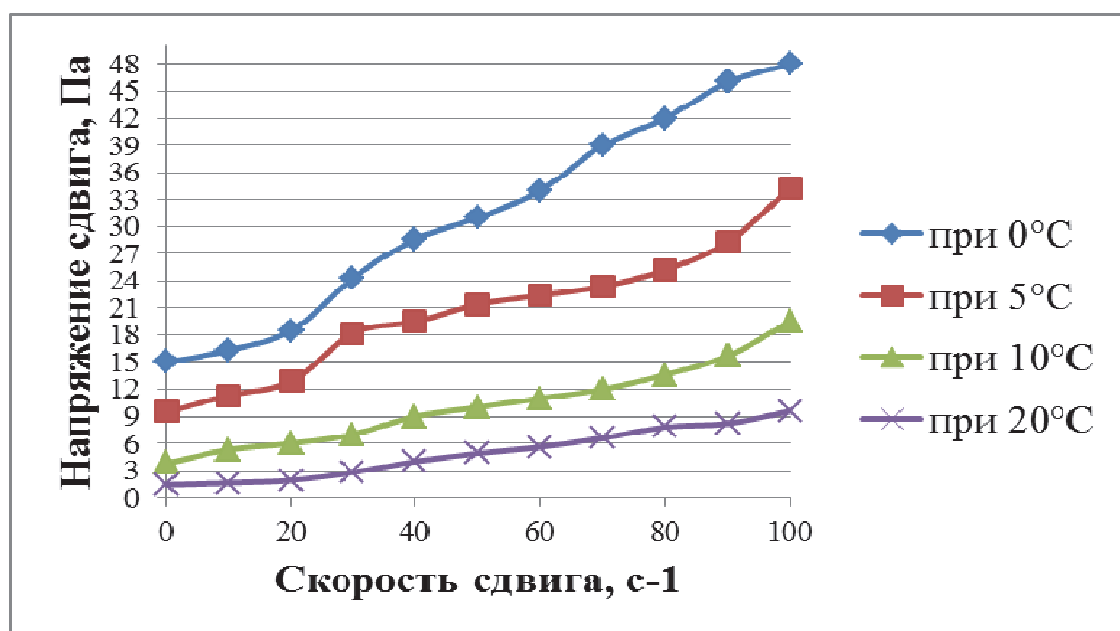


Рисунок 1. Зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при различных температурах

Для исследования реологических свойств нефти при добавлении депрессорных присадок было выбрано 2 присадки, реологические свойства которых представлены в Таблице 1.

Таблица 1. Свойства депрессорных присадок

Показатель	MR-1088	НПК «Мономер»
Плотность, кг/м ³	830	935
Температура застывания, °C	минус 50	минус 40

Результаты экспериментальных исследований зависимости напряжения сдвига от концентрации депрессорной присадки при различных температурах представлены в таблице 2.

Таблица 2. Зависимость напряжения сдвига от концентрации присадки

Вид опыта	Температура, °С	Напряжение сдвига, Па
Без присадки	0	16
	5	8,7
	10	4,2
	20	1,6
С присадкой MR-1088	0	13,2
	5	6,9
	10	3,1
	20	1,03
С присадкой НПК «Мономер»	0	10,8
	5	7,9
	10	4,2
	20	0,9

Результаты экспериментов подтвердили эффективность способа улучшения текучести нефти путем добавления к ним присадок.

Депрессорные присадки в первую очередь необходимы для увеличения продолжительности простоя трубопровода при остановках. Применение данных присадок позволит останавливать трубопровод для плановых работ на более долгое время, нежели без добавления присадок.

Список использованных источников

1. Nikolaev A., Plotnikova K. Study of the Rheological Properties and Flow Process of High-Viscosity Oil Using Depressant Additives // Energies. 2023. Vol. 16. 6296. DOI:10.3390/en16176296.
2. Николаев А.К. Зарипова Н.А. Обоснование аналитических зависимостей для гидравлического расчета транспорта высоковязких нефтей // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – С. 885-895. DOI:10.31897/PMI.2021.6.10.
3. Zakirova G., Pshenin V., Tashbulatov R., Rozanova L. Modern Bitumen Oil Mixture Models in Ashalchinsky Field with Low-Viscosity Solvent at Various Temperatures and Solvent Concentrations // Energies. 2023. Vol. 16, 395. DOI:10.3390/en16010395.

ВРЕДНЫЕ/ПОЛЕЗНЫЕ МИКРОЭЛЕМЕНТЫ В НЕФТИ

Г.В. Несын

ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Длительный режим турбулентного перемешивания нефти в процессе движения по трубопроводу можно использовать для экстракции (концентрирования) ценных её компонентов, прежде всего редких металлов. Для этого следует использовать несмешивающуюся с нефтью жидкость, которая способна избирательно сорбировать из нефтяной массы тот или иной металл. Отметим, что рост доли тяжёлой нефти в объёме перекачки является закономерным процессом по мере истощения месторождений обычной нефти, что приведёт к возрастанию содержания в перекачиваемой нефти тяжёлых металлов.

Подробнее остановимся на ванадии (V), рассеянном элементе, чья концентрация в тяжёлой нефти может достигать нескольких сотен ppm, что сопоставимо с содержанием в титано-магнетитовой руде, откуда его добывают металлургическим способом.

Благодаря уникальным свойствам спрос на ванадий возрастает на 7% в год. Во-первых, V является самой эффективной по сравнению с другими металлами легирующей добавкой к стали, - небольшое его количество может радикально увеличить прочность на разрыв. Из такой стали изготавливают усиленную арматуру строительных сооружений, плотин, туннелей, мостов и других инженерных объектов для уменьшения катастрофических разрушений в сейсмически активных регионах. Ванадий-титановые сплавы имеют высокое соотношение прочности и массы, поэтому их широко используют в аэрокосмической технике. Спрос на ванадий, по-видимому, будет расти ещё и потому, что он используется в литий-ванадиевых батареях для электромобилей, причём здесь ванадию нефтяного происхождения отдаётся предпочтение из-за

его более высокой чистоты по сравнению с металлургическим. Извлечением ванадия и никеля можно частично компенсировать большие издержки при добыче и транспортировке тяжёлой нефти. Доля дохода от этой операции в общем объеме дохода от переработки высоковязкой нефти оценивается, в среднем, от 5 до 7% [1].

V более чем наполовину агломерирован в состав асфальтенов нефти в виде порфириновых комплексов, которые не удаляются из неё в процессе электрообессоливания. Ванадий извлекают из тяжёлых нефтяных остатков на НПЗ, подвергая их процессу деметаллизации, где, например, могут использовать технологию осаждения асфальтенов лёгкими углеводородами с последующей экстракцией из них соединений V. Ванадий выделяют из золы предприятий, работающих на мазуте, а также из отработанных катализаторов НПЗ, чья дезактивация во многом связана с поглощением соединений ванадия из нефти. Технология деметаллизации нефти довольно громоздкая, но к ней вынуждены прибегать не только с целью получения металлического V, но также для уменьшения ущерба процессам дальнейшей каталитической переработки нефти.

Ко вредным свойствам ванадия следует отнести высокую летучесть его соединений, благодаря которой они присутствуют во всех фракциях нефти. Коррозионная активность V существенно ускоряют износ лопаток турбин авиационных двигателей, абразивный износ поршневой пары, а также коррозию стенок котлов. Кроме того, образуя летучие токсичные соединения, ванадий попадает в атмосферу, нанося вред окружающей природе и человеку. Поэтому его удаление из нефтепродуктов становится таким же важным делом для защиты окружающей среды, как в своё время освобождение выхлопа при сгорании автобензина от оксидов свинца.

Итак, выделение ванадия из нефти является важной проблемой. В отличие от существующих методов мы предлагаем экстрагировать соединения ванадия в процессе турбулентного течения нефти по трубопроводу. Наши рассуждения пока не подкреплены экспериментальными данными и носят

гипотетический характер. Течение нефти по магистральным нефтепроводам, как мы упоминали, происходит в турбулентном режиме, характеризующимся интенсивным перемешиванием. Продолжительность перекачки может составлять несколько суток, поэтому попытка использовать участок трубопровода для химической экстракции (концентрирования) соединений тяжёлых металлов представляется нам вполне обоснованной. В качестве экстрагента удобно использовать не смешивающуюся с нефтью органическую жидкость с плотностью большей, чем у нефти. Тогда двухфазная система жидкость-жидкость могла бы разделиться при хранении в резервуаре.

В качестве такой жидкости, на наш взгляд, более всего подходит глицерин. Он относится к классу полиатомных спиртов, не смешивается с углеводородами нефти, имеет плотность $1,26 \text{ г/см}^3$, и температуру кипения 290°C . Глицерин сам по себе является слабым экстрагентом для тяжёлых металлов, однако как полярное соединение способен растворять другие кислородсодержащие соединения, такие, например, как бутиролактон, этиленкарбонат, каликсарены (циклические продукты олигоконденсации *n*-третбутилфенола и формальдегида), которые при контакте с порфириновыми комплексами ванадил-катиона как более сильные комплексоны способны образовать более прочные комплексы ванадил-катиона с указанными кислородсодержащими соединениями. Активность каликсаренов в этой реакции подтверждена в работе [2].

При дозировании, например, глицеринового раствора каликсарена в тяжёлую нефть он диспергируется в мелкие капли, удерживая там кислородсодержащее соединение, которое за счёт развитой поверхности эффективно абсорбирует соединения V. Для быстрого оседания глицеринового раствора при попадании в резервуар следует добавлять деэмульгатор. При достижении промышленно значимого объёма глицериновой фазы, содержащей комплексы ванадия, её отделяют для последующего извлечения металла.

В целом, глицериновая технология извлечения тяжёлых металлов из нефти в первом приближении выглядит безопасной как в промышленном, так и

в экологическом отношении: глицерин не токсичен, не вызывает коррозию стенок трубопровода и резервуара, может возвращаться в цикл после удаления металлов.

Список использованных источников

1. Жакишева А.А. Пути рационального использования углеводородных ресурсов в нефтедобывающих регионах // Фундаментальные исследования. 2012. № 6-1. – С. 218-223
2. B. Mokhtari , K. Pourabdollah. Liquid-Liquid Microextraction of Vanadyl Porphyrins by Nano-baskets. Proceedings of the international conference nanomaterials: applications and properties. Vol. 1 No 3, 03AET02(4pp) (2012).

УДК 622.692

GASSAFE VR: ИНТЕРАКТИВНЫЙ СИМУЛЯТОР ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА ДЕЙСТВИЯМ В УСЛОВИЯХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Н.И. Низамов, Б.Н. Мастобаев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Анализ аварийных событий на промышленных объектах за 2018–2023 гг. выявил, что более 30% инцидентов обусловлены ошибками персонала. Сложившийся формальный подход к противоаварийной подготовке снижает её результативность. В настоящее время обучение проводится с использованием схем и плакатов в учебных классах, что не развивает моторные и визуальные навыки для оперативного реагирования в аварийных ситуациях. В результате, в условиях реальной аварии неподготовленность персонала приводит к ошибочным действиям, усугубляющим последствия инцидентов. Цель исследования — повысить безопасность на промышленных

объектах за счёт снижения количества аварий, вызванных ошибками персонала, и улучшения их готовности к действиям в нештатных ситуациях.

Применение VR-симуляторов имеет ключевые преимущества, включая отсутствие необходимости останковки технологического объекта и создание реалистичных сценариев аварийных ситуаций, что помогает персоналу лучше понять действия в экстренных ситуациях. VR- технологии позволяют экономично создавать новые модели и сценарии, многократно повторять тренировки, что повышает компетентность и уверенность сотрудников. Основные требования к симуляторам – это высокая визуализация, интерактивность, моделирование различных аварийных ситуаций и удобный интерфейс. Внедрение VR-симуляторов существенно сокращает внеплановые потери от аварий категорий «А» и «Б», что экономит финансовые ресурсы компании.

Результатом проведенной работы является прототип VR-симулятора, разработанный в программном обеспечении Unigine SDK, предназначенном для разработки симуляторов и тренажеров, интерактивных 3D-приложений [1]. В основе VR-симулятора лежит сценарий противоаварийной тренировки «Утечка природного газа из циклонного пылеуловителя узла очистки газа» на компрессорной станции. В качестве базовой газодинамической модели пылеуловителя принята трехмерная диаграмма зависимости расхода газа от входного давления и перепада давления [2].

Разработанный прототип VR-симулятора включает два режима: обучающий и экзаменационный. В обучающем режиме осуществляется последовательное прохождение тренажера по заранее заданному сценарию с предоставлением необходимых подсказок. Экзаменационный режим, в свою очередь, предоставляет пользователю полную свободу действий, что позволяет анализировать результаты поведения персонала и выявлять несоответствия в их действиях.



Рисунок 1. Прототип VR-симулятора «Утечка природного газа из циклонного пылеуловителя узла очистки газа»

Успешная разработка VR-симулятора для одного сценарного плана откроет возможности для создания остальных сценариев в нефтегазовой отрасли. Дальнейшее объединение сценариев в единый тренировочный комплекс позволит осуществлять обучение и оценку знаний персонала по всем производственным процессам и потенциальным нештатным ситуациям в данной сфере.

Список использованных источников

1. UNIGINE. О компании | UNIGINE. – Режим доступа: <https://unigine.com/ru/company/about/>.
2. Иванов Э.С., Гольянов А.И. Совершенствование процессов эксплуатации пылеуловителей на компрессорных станциях. – Уфа: ООО «Газпром трансгаз Уфа», ООО «НИИ ТНН», 2024. – 30 с.

ОСОБЕННОСТИ АМПЛИТУДНО-ЧАСТОТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗВУКА ТУРБУЛЕНТНОГО ПОТОКА ЖИДКОСТИ В ТРУБОПРОВОДЕ

Ч.И. Нурмухамедов, Р.Р. Таибулатов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Для обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов на магистральных трубопроводах используются различные методы, но основные способы базируются на получении и последующей обработке сигналов из единой системы диспетчерского управления. При этом анализ полученных данных осуществляется по различным математическим моделям состояния перекачиваемой жидкости в трубопроводе. Данные методы относятся к параметрическим методам обнаружения утечек. Несмотря на относительную простоту их реализации, данные методы имеют недостаток в виде низкой чувствительности при обнаружении утечек с низким расходом. Для идентификации утечек малой интенсивности необходимо разрабатывать иные методы и подходы.

Одним из перспективных способов обнаружения утечек малого объема и несанкционированных врезок является метод акустического прослушивания. Однако сам гидродинамический поток перекачиваемой жидкости является источником акустического шума и для корректного отделения полезного сигнала утечки необходимо разобраться в физических основах происхождения гидродинамического звука.

Гидродинамический шум характерен только для турбулентного потока, при котором постоянно происходят пульсации давления. В [1] были произведены замеры гидродинамического звука с его последующим разделением на различные спектры частот по методу Фурье и получена амплитудно-частотная характеристика, представленная на Рисунке 1.

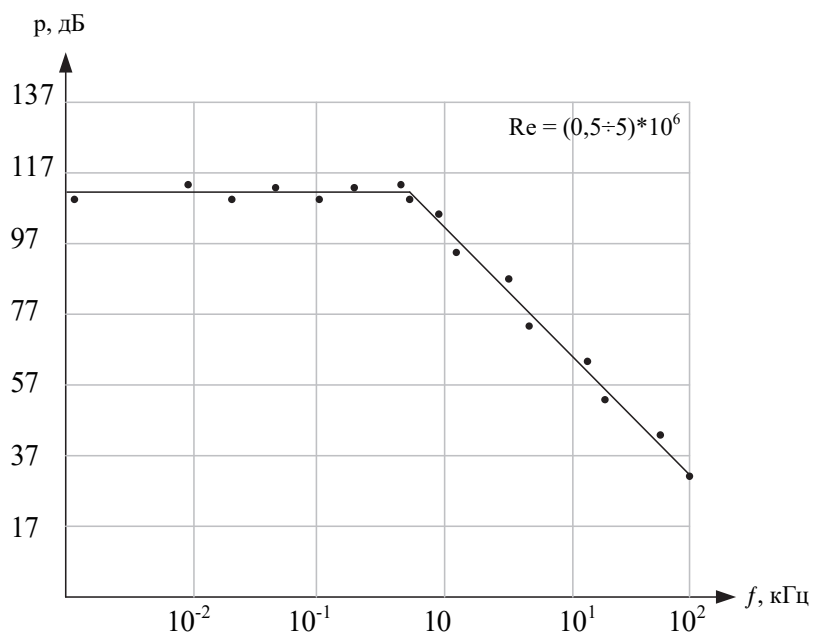


Рисунок 1. Частотный спектр пульсаций акустического давления турбулентного потока жидкости в трубопроводе [1]

Исходя из Рисунка 1 видно, что основной шум является низкочастотным, а с повышением частоты происходит снижение амплитуды по линейному закону. Это вполне согласуется с теорией турбулентности А.Н. Колмогорова [2], согласно которой крупные вихри турбулентности содержат большую часть кинетической энергии, а более мелкие вихри, наоборот, имеют меньшую энергию. Крупные вихри располагаются в центре потока трубопровода, где характерна низкая скорость сдвига, тем самым они имеют более низкую частоту вращения (пульсаций). Ввиду содержания в них большей кинетической энергии – они, соответственно, имеют большую амплитуду акустического сигнала. Небольшие вихри располагаются ближе к стенкам трубопровода, где скорость сдвига потока выше, из-за чего имеют большую частоту вращения (пульсаций), но меньшую амплитуду, так как содержат в себе малое количество кинетической энергии (Рисунок 2).

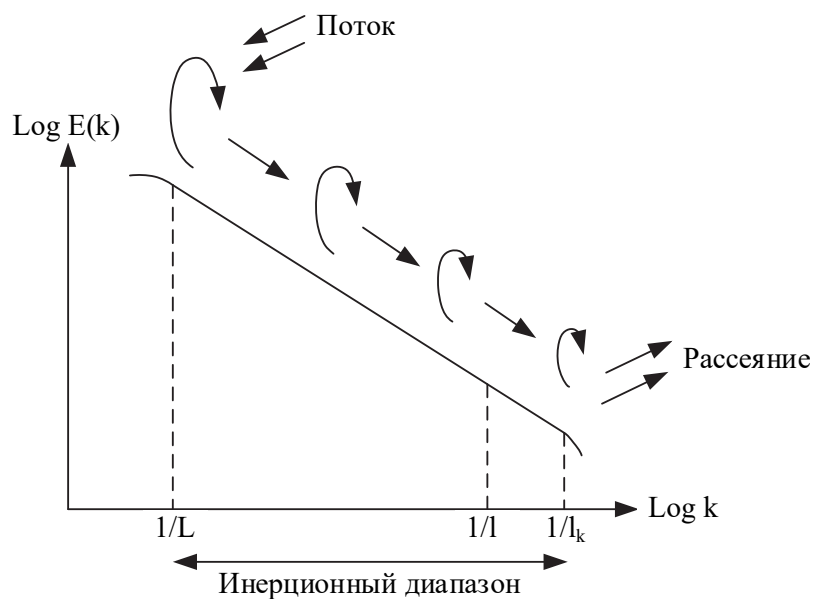


Рисунок 2. Схематический вид каскадного распределения энергии в зависимости от масштаба турбулентности (размера вихря) [2]

Исходя из вышеизложенных рассуждений можно предположить, что при обтекании потоком перекачиваемой жидкости различных тройников, поворотов, задвижек и сквозных дефектов возникает изменение структуры турбулентного потока. Образуются неподвижные вихри, вызванные резким изменением геометрического строения проточной части, с большой амплитудой вращения. Таким образом, определяя параметры этих дополнительных вихрей, с учетом расчетной частоты их вращения в зависимости от интенсивности турбулентного потока, можно идентифицировать местоположение различных тройников, поворотов, задвижек и сквозных дефектов при акустическом прослушивании трубопровода.

Список использованных источников

1. Петровский В.С. Гидродинамические проблемы гидродинамического шума. – Л.: Судостроение, 1966. – 252 с.
2. Фриш У. Турбулентность. Наследие А. Н. Колмогорова. – М.: Фазис, 1998. – 346 с.

ВЛИЯНИЕ ЧАСТОТ СОБСТВЕННЫХ КОЛЕБАНИЙ ТРУБОПРОВОДА НА АМПЛИТУДНО-ЧАСТОТНУЮ ХАРАКТЕРИСТИКУ ЗВУКА ТУРБУЛЕНТНОГО ПОТОКА

Ч.И. Нурмухамедов¹, Р.Р. Таибулатов¹, М.С. Кособоков²

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет,

Уфа, Россия

²УрФУ им. Первого Президента России Б.Н. Ельцина, Екатеринбург, Россия

Ранее авторами была приведена интерпретация возникновения звука турбулентного потока жидкости в трубопроводе на основе теории вихрей. Согласно данной теории, различные особенности геометрического строения проточной части трубопровода (тройники, повороты, задвижки, всевозможные сквозные дефекты) влияют на структуру турбулентного потока перекачиваемой жидкости, для которой определяются вихри с определенной частотой вращения и амплитудой [1].

Для проверки вышеизложенной теории авторы создали специальный экспериментальный (гидравлический) стенд. Особенность данного стенда заключается в том, что скорость и давление потока жидкости в нем обеспечивается за счет высотного расположения источника питания (емкость с жидкостью) относительно измерительной линии. Измерительная линия выполнена из стальной трубы и соединена с источником питания с помощью гибкого шланга.

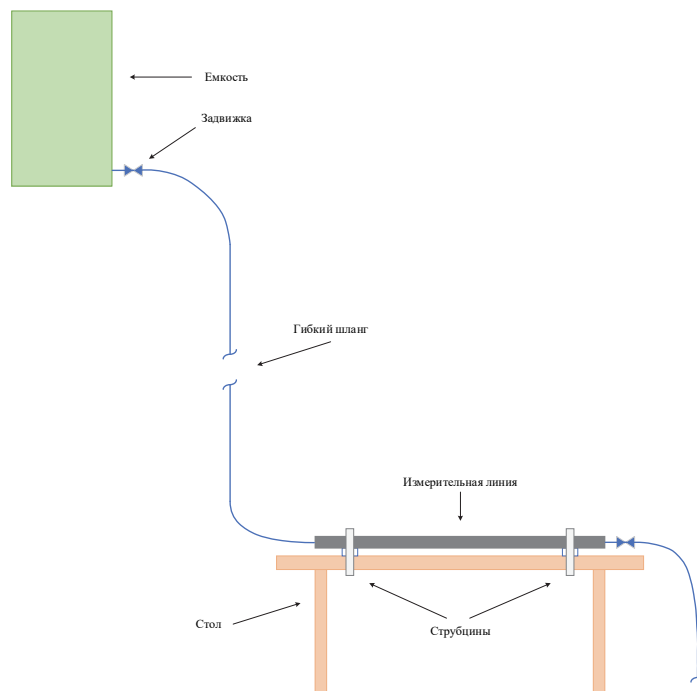


Рисунок 1. Схема экспериментальной установки для определения звуковой амплитудно-частотной характеристики

Проделав большое количество экспериментальных исследований по прослушиванию звука гидродинамического потока жидкости на прямолинейном участке измерительной линии, были получены данные, не совпадающие с теорией каскадного распределения энергии турбулентного потока в зависимости от масштаба турбулентности (размера вихрей). Согласно данной теории, амплитудно-частотная характеристика акустического сигнала турбулентного потока жидкости имеет линейное снижение амплитуды с повышением частоты. В полученных звуковых сигналах имелись отклонения амплитуды на четырех значениях частоты (Рисунок 2).

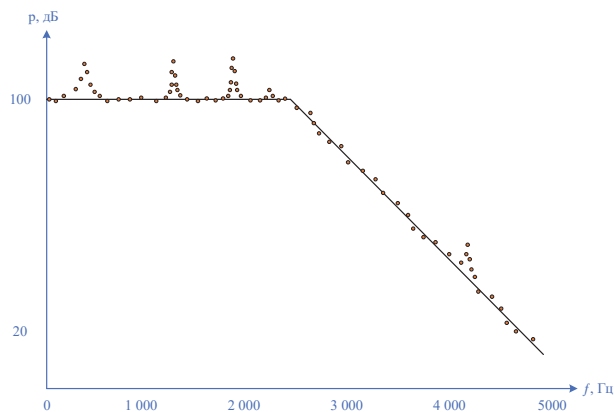


Рисунок 2. Амплитудно-частотная характеристика, полученная на прямолинейном участке трубопровода

Выполнив анализ конфигурации измерительной линии в программном комплексе «COMSOL Multiphysics», были рассчитаны частоты собственных колебаний трубопровода (Рисунок 3). Пики звуковых частот потока перекачиваемой жидкости совпали с первыми 5-ю частотами собственных колебаний трубопровода.

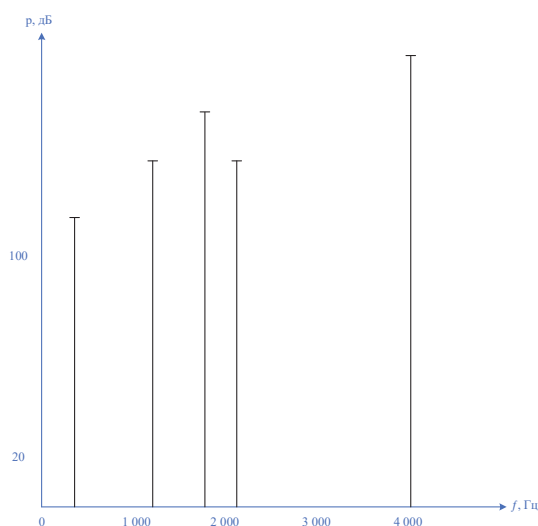


Рисунок 3. Частоты собственных колебаний конфигурации прямолинейного участка трубопровода, установленного на две неподвижные опоры

Таким образом можно сделать вывод, что звук турбулентного потока жидкости в трубопроводе определяется не только вихревой теорией

турбулентного потока, но и собственными колебаниями трубопровода на частотах, при которых происходит небольшой резонанс, отражающийся в виде пиков на общей амплитудно-частотной характеристике акустического сигнала.

Список использованных источников

1. Фриш У. Турбулентность. Наследие А. Н. Колмогорова. – М.: Фазис, 1998. – 346 с.

УДК 621.6:620.93

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ЭНЕРГОРАЗДЕЛЕНИЯ В КОНТЕКСТЕ РЕДУЦИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

*Е.С. Овчинников, А.М. Щипачев, Ю.А. Лаптенко, А.А. Александров
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
Санкт-Петербург, Россия*

Перед подачей газа потребителям происходит понижение его давления на газораспределительных пунктах за счет расходования потенциальной энергии давления газа на преодоление местного сопротивления в виде дроссельного клапана. Одновременно с этим, согласно закону Джоуля-Томсона, происходит охлаждение газа. Это приводит к риску обмерзания арматуры, выпадению газовых гидратов и нарушению сплошности металла. Чтобы этого не произошло требуется дополнительный подвод тепловой энергии.

Это приводит к низкой энергоэффективности процесса редуцирования: непосредственно при редуцировании теряется энергия давления потока газа, последующий подогрев требует дополнительных энергетических затрат.

Безусловно, оптимальным решением этой проблемы было бы преобразование энергии давления газа в тепловую энергию. Для этой цели интересно применение методов энергоразделения.

В данной работе представлен краткий обзор литературы по различным эффектам энергоразделения и их сравнительный анализ на предмет практического применения для обеспечения квазиизотермического снижения давления природного газа на объектах газотранспортной системы.

Рассматриваются наиболее известные механизмы и способы энергоразделения представлены ниже:

- Энергоразделение при обтекании газом различных преград;
- В потоке сжимаемого газа;
- Вихревое;
- Резонансное;
- Волновое;
- Пульсационное.

По результатам анализа оптимальным методом энергоразделения для редуцирования давления газа выбран эффект Гартмана-Шпренгера благодаря возможности работы с не до конца очищенным газом, достижению высоких температур, адекватным габаритам устройства и возможности работы в диапазонах давлений.

СОСТАВ НЕФТИ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХЛОРИСТЫХ СОЛЕЙ ПОТЕНЦИОМЕТРИЧЕСКИМ ТИТРОВАНИЕМ

Олудина Ю.Н.¹, Чугрина Т.Ю.², Шматков А.А.¹

¹ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

²ПАО «Транснефть», Москва, Россия

Нефть является сложной многокомпонентной системой. Она состоит из низко- и высокомолекулярных углеводородных и неуглеводородных компонентов. Основными элементами, входящими в состав нефти, являются углерод и водород. Из других элементов в заметных количествах в состав нефти входят сера, азот и кислород [1]. Так же в составе нефтей присутствуют микроэлементы (Ni, V, Fe, Zn, Al и др.) [1, 2]. Содержание серы в нефтях колеблется в широких пределах: от нескольких сотых долей до 6-8 % [1].

Рассмотрено влияние компонентов нефти на результаты потенциометрического титрования при определении хлористых солей по методу Б ГОСТ 21534-2021. Определение хлористых солей в нефти по методу Б 21534-2021 является быстрым и универсальным методом анализа. Потенциометрическое титрование позволяет сократить время подготовки образца нефти для измерений и снизить трудоемкость выполнения испытаний в отличие от индикаторного титрования (метод А ГОСТ 21534-2021).

Выполнено экспериментальное моделирование влияния следующих компонентов нефти на результаты потенциометрического титрования путем внесения добавок в модельный раствор:

- содержание общей серы и серосодержащих соединений;
- содержание ПАВ;
- содержание воды;
- содержание никеля, ванадия.

В качестве модельного раствора использовался органический растворитель, приготовленный в соответствии с ГОСТ 21534-2021. Хлористый натрий использовался для моделирования содержания хлористых солей. Результаты потенциометрического титрования с внесением добавок в модельный раствор и их перечень представлены в Таблице 1.

Установлено, что содержание додецилбензолсульфоната и асфальтенов (ПАВ), приводит к значимому завышению результатов определения содержания хлористых солей методом потенциометрического титрования по методу Б ГОСТ 21534, как для высоких (300 мг/дм^3), так и низких (10 мг/дм^3) концентраций хлористых солей. Существенное расхождение результатов определения хлористых солей между расчетным и экспериментальным заметно более выражено для низких концентраций хлористых солей.

Таблица 1. Результаты потенциометрического титрования с внесением добавок в модельный раствор

№ п/п	Исследуемые факторы	Наименование добавки	Концентрация мешающего фактора	Содержание хлористых солей, мг/дм^3	
				Добавка хлористых солей 300 мг/дм^3	Добавка хлористых солей 10 мг/дм^3
1	2	3	4	5	6
1	-	Растворитель без добавки мешающего фактора	-	301,9	9,9
2	Содержание общей серы и серо- содержащих соединений	Диметил- сульфоксид	10%	307,4	11,1
3		Бензотиофен	0,1%	307,6	9,8
4	Содержание ПАВ	Додецил- бензолсульфонат	1%	324,8	20,3
5		Асфальтены	5%	355,2	46,6
6	Содержание воды	Деионизированная вода	1%	289,1	10,3
7	Содержание никеля, ванадия	Нитрат ванадия	300 мг/кг	310,7	8,9
8		Нитрат никеля	70 мг/кг	302,4	10,0

Таким образом, существенное влияние на потенциометрическое титрование оказывает ПАВ. При этом, экспериментальным путем установлено, что нативные ПАВ (асфальтены) оказывают более существенное влияние на результаты потенциометрического титрования.

Список использованных источников

1. Поконова Ю.В., Гайле А.А., Спиркин В.Г. и др. под ред. З.И. Сюняева.- Л.:Химия, 1984. - Химия нефти, 1984 - 360 с.
2. Хаджиев С. Н., Шпирт М. Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки. Российская акад. наук, Ин-т нефтехимического синтеза им. А. В. Топчиева. – Москва: Наука, 2012. - 222 с.

УДК 621.642.3

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ С РАЗВИВАЮЩЕЙСЯ КОРРОЗИЕЙ НА СТЕНКЕ

Н.А. Охлопков, Р.Г. Рыскулов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В данной статье рассматривается применение акустико-эмиссионного контроля при поиске сквозного дефекта защитного днища резервуара (далее – РВС) по хранению стабильного конденсата РВС 16.1 объемом 5000 м³ [1, 2].

Из-за конструктивной особенности в виде отсутствия прямого доступа к защитному днищу РВС с двойным дном и невозможности проведения контроля физическими методами ультразвуковым или радиационным, метод акустической эмиссии является оптимальным и наиболее всего подходит для определения месторасположения сквозных дефектов на защитном днище РВС.

Применение акустико-эмиссионного метода контроля при исследовании защитного днища РВС дает возможность обнаружить дефекты и повреждения, обеспечивая высокую чувствительность и способность регистрировать даже незначительные изменения в структуре металла. Этот метод является пассивным и использует регистрацию и анализ параметров упругих (акустических) волн, возникающих в процессе деформации металла.

Акустико-эмиссионный контроль позволяет обнаруживать различные типы дефектов, такие как трещины, свищи, протечки, а также отслеживать развитие этих дефектов в реальном времени. Благодаря своей высокой чувствительности и возможности регистрации приращения трещины всего на десятые доли миллиметра, этот метод обеспечивает раннее обнаружение и предупреждение аварийных ситуаций.

По результатам проведенного акустико-эмиссионного контроля на РВС было определено локальное место для вскрытия основного днища. После демонтажа участка основного днища в месте выреза был обнаружен сквозной дефект в виде пропила от угловой шлифовальной машинки основного металла защитного днища. Использование данного метода помогло значительно сократить время для поиска утечки.

Таким образом, использование акустико-эмиссионного метода контроля при исследовании защитного днища РВС обеспечивает надежность и эффективность контроля, позволяя своевременно выявлять и устранять возможные проблемы, связанные с безопасностью и эксплуатацией объекта.

Список использованных источников

1. Стрижков С.А., Шемякин В.В. Диагностика стальных вертикальных резервуаров методом акустической эмиссии. // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2004. №4. С.18-19.
2. Зайчук В.И. Проведение акустико-эмиссионного контроля вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов: метод. Указания. М.: ИНТЕРЮНИС, 2005. 31 с.

СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

С.С.Патока, Д.О.Чеботарева, Е.А.Федосеева

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В процессе работы компрессорной установки генерируется значительное количество тепловой энергии, которая образуется из-за трения подвижных частей агрегата в процессе сжатия рабочего вещества. Чтобы обеспечить стабильную работу системы, требуется надежная система охлаждения. Для этого применяют воздушные или водяные системы, каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки.

Принцип работы воздушного охлаждения основывается на работе вентилятора, который нагнетает воздух на корпус установки. Этот способ обладает невысокой эффективностью, так-как охлаждение происходит только за счет обдува агрегата. Именно поэтому воздушное охлаждение применяют в установках небольшой мощности. Например, такие системы охлаждения оптимальны для поршневых воздушных компрессоров невысокой мощности, используемых на строительных площадках и в авторемонт.

Повышение температуры газа при компримировании на компрессорной станции зависит от начальной температуры на входе и степени сжатия газа. Если температура на выходе слишком высока, это может повредить изоляцию трубопровода и снизить подачу технологического газа, увеличивая затраты энергии за счет роста его объемного расхода.

Для охлаждения технологического газа используются различные типы холодильников, такие как кожухотрубные системы ("труба в трубе"), воздушные компрессионные машины, абсорбционные холодильники, градирни и воздушные охладители. Наиболее широко применяются аппараты воздушного охлаждения (АВО), но их эффективность ограничивается температурой окружающего воздуха, особенно летом. Температура

охлажденного газа в таких системах не может быть ниже температуры окружающей среды.

Следует также отметить, что аппараты воздушного охлаждения газа являются экологически чистыми устройствами для охлаждения газа, не требуют расхода воды, относительно просты в эксплуатации.

Жидкостное охлаждение более эффективно по сравнению с воздушным, поэтому оно нашло наиболее широкое применение. В зависимости от хладагента системы делятся на водяные и масляные. Водяные разделяют на открытые и закрытые.

В закрытой системе вода циркулирует между компрессором и теплообменником, температура которого снижается с помощью воздуха или водяного контура. В таких контурах используется только специально подготовленная умягченная вода.

Открытая система охлаждения бывает с циркуляцией и без циркуляции воды. При отсутствии циркуляции охлаждающая вода берётся из водопровода или ближайшего водоёма и после применения сбрасывается вместе со сточными водами. Чтобы поддерживать требуемый температурный режим и не допускать перегрев компрессора в такой системе обязательно должен быть установлен термостат. Открытая система без циркуляции подразумевает большой расход воды.

При наличии циркуляционного контура обратная вода очищается и охлаждается в градирне, после чего повторно используется для отвода энергии от компрессора. Такая система охлаждения компрессорных установок используется на производствах, в ситуациях когда затруднителен или ограничен допуск к воде из внешних источников. Открытые системы охлаждения компрессора с циркуляцией воды имеют значительный недостаток – охлаждающая вода постоянно загрязняется окружающим воздухом, что влечет за собой дополнительные затраты на очищение воды.

Список использованных источников

1. Бухарин Н. Н. Моделирование характеристик центробежных компрессоров. Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1983.— 214 с, ил.
2. Пластинин, П. И. Поршневые компрессоры. Том 1. Теория и расчет / П.И. Пластинин. М.: Колос, 2000. - 456 с.
3. Сакун.И.А. Винтовые компрессоры. Л.: Машиностроение, 1970. - 400 с.

УДК 622.692.4

ПОИСК УТЕЧЕК НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ: СРАВНЕНИЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ РАСЧЁТА

В. П. Пивнов, М. Е. Благинина, М. М. Бердник

*Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы,
Москва, Россия*

В трубопроводном транспорте утечка может произойти по различным причинам, таким как коррозия, механические повреждения, износ материала трубопровода. Определение места утечек является важнейшей задачей, которая требует использования различных технологий и методов. Несвоевременное обнаружение утечки может привести к серьёзным авариям, экологическим катастрофам и финансовым потерям. Если в некоторой точке трубопровода возникает утечка нефти, то линия гидравлического уклона изменяется, и образуется излом (рисунок 1)

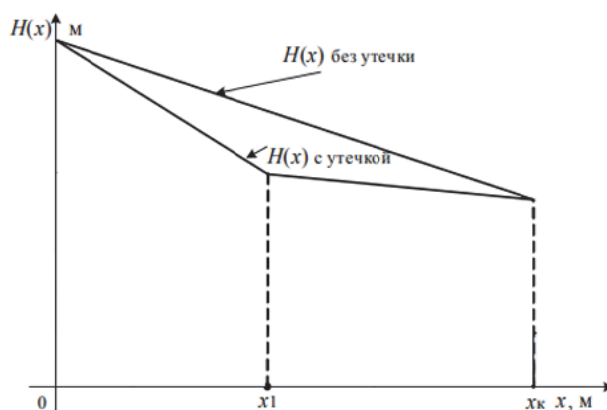


*Рисунок 1. Гидравлическая характеристика трубопровода
при наличии утечки и без нее*

Применение аналитических методов обнаружения утечек в трубопроводе позволяет обеспечить безопасность и надежность транспортировки углеводородов. Данные методы применяются заблаговременно, до появления реальных аварий. Аналитические методы базируются на применении математических моделей, алгоритмов обработки данных и анализа параметров работы трубопроводов для выявления отклонений, которые могут указывать на наличие утечек. В данной работе рассмотрены пять аналитических методов обнаружения утечек, приведены сравнения результатов расчётов по каждому методу [1].

Вариант 1. Транспорт нефти в зоне смешанного трения, когда границы режима определяются по формуле $10/\epsilon$ используется формула Альтшуля. Определение места утечки с помощью уравнения Дарси-Вейсбаха.

Вариант 2. Транспорт нефти в зоне гидравлически гладких труб, когда границы режима определяются по формуле $27/(\epsilon^{1,143})$ используется формула Блазиуса. Определение места утечки с помощью уравнения Дарси-Вейсбаха.

Вариант 3. Методика, используемая в проектной практике [3]. Решение аналитическим способом включает в себя выполнение расчетов и анализ данных на основе принятых стандартов, норм и правил. В данной работе расчёты производились с использованием формулы Блазиуса.

Вариант 4. Транспорт нефти в зоне смешанного трения, когда границы режима определяются по формуле $10/\varepsilon$ используется формула Альтшуля. Определение места утечки с помощью формулы Лейбензона.

Вариант 5. Транспорт нефти в зоне гидравлически гладких труб, когда границы режима определяются по формуле $27/(\varepsilon^{1,143})$ используется формула Блазиуса. Определение места утечки с помощью формулы Лейбензона.

Исходные данные для проведения сравнительных расчётов приведены в таблице 1, где: D – диаметр трубопровода; δ – толщина стенки трубопровода; L_0 – длина трубопровода; Δ – относительная шероховатость внутренней поверхности трубы; ρ – плотность нефти; v – скорость течения; Q_n – расход нефти в начальной точке; Q_k – расход нефти в конечной точке; H_n – номинальный напор; Δh – потери напора; g – ускорение свободного падения.

Таблица 1. Исходные данные для проведения расчётов

D	δ	L_0	Δ	ρ	v	Q_n	Q_k	H_n	Δh	g
мм	мм	км	мм	кг/м ³	м/с ²	м ³ /час	м ³ /час	м	м	м ² /с
820	10	120	0,25	825	0,000009	2000	1750	230	25	9,81

Результаты расчёта координаты точки утечки (х) приведены в таблице 2.

Таблица 2. Результаты расчётов

Вариант расчёта	х, м
1	44129,64
2	33744,39
3	33744,39
4	49643,24
5	33744,39

В результате проведения расчётов было установлено, что координата точки утечки варьируется в зависимости от выбранного метода проведения расчётов. Однако варианты 2,3 и 5 показали одинаковые результаты.

Список использованных источников

1. Козлов, Р. А. Поиск утечек из магистральных нефтепроводов параметрическими методами / Р. А. Козлов // Трубопроводный транспорт углеводородов : материалы V Всероссийской научно-практической конференции, Омск, 28 октября 2022 года / Омский государственный технический университет. – Омск: Омский государственный технический университет, 2022. – С. 19-23.
2. Благинина, М. Е. Совершенствование методов обнаружения несанкционированных врезок и предотвращение хищения нефти из магистральных нефтепроводов / М. Е. Благинина, Х. А. Набиуллин, Б. И. Абдукаюмов // Севергеоэкотех-2024 : Материалы XXV Международной молодёжной научной конференции. В 2-х частях, Ухта, 28–29 марта 2024 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2024. – С. 80-82. – EDN DGWIIA.
3. Трубопроводный транспорт нефти : учебник для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки дипломированного специалиста 650700 "Нефтегазовое дело". Учебник для вузов: В 2 томах / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак [и др.]. Том 1. – Москва : ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. – 407 с. – ISBN 5-8365-0118-1. – EDN VSGPJP.

УДК 622.692.4.004.53

ДЕФОРМАЦИЯ КОНСТРУКЦИЙ ФУНДАМЕНТОВ СООРУЖЕНИЙ В РАЙОНАХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

С.В. Порошин¹, Н.А. Гаррис²

¹ООО «Газпром добыча Ямбург», Уфа, Россия,

²Уфимский государственный нефтяной технический университет,

Уфа, Россия

В результате геотехнического мониторинга, на участке выходного коллектора газоперекачивающего агрегата Газового промысла отмечен подъем двух свай опоры эстакады коллекторов погруженные в грунт

многолетнемерзлый (рис.1). В результате подвижек, также произошел отрыв по сварочному шву ригеля от оголовка одной из свай деформированной опоры. Подъем свай оценен визуально и составляет от 30-40 до 40-50 мм, диаметр свай 325 мм.



Рисунок 1. Точечные деформации конструкций фундаментов эстакад

Возможная причина деформации может заключаться в следующем. В начале зимнего периода происходит отставание в развитии процессов охлаждения и промерзания грунтовых оснований опор эстакад. При промерзании поверхности грунта в холодный период поверх грунтов слоя сезонного оттаивания, происходит защемление линз надземных грунтовых вод, активизируются процессы криогенного пучения грунта, который и перемещает сваи в вертикальном направлении [1]. Под воздействием сил выпучивания опора надземного трубопровода изменяет свое положение, что приводит трубопровод к аварийному состоянию.

При проектировании опорных конструкций в районах пучинистых грунтов необходимо учитывать, что миграционный поток влаги, поступающий в зону промерзания, определяется режимом промерзания и принимать меры, снижающие опасность нарастания бугров пучения [2–4].

Список использованных источников

1. Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований №4, 2016, с. 749, 750.
2. Э.А. Закирова, Н.А. Гаррис. Как избежать выпучивания опор надземных трубопроводов в районах пучинистых грунтов // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 2. С. 85-92.
3. Гаррис Н.А., Акчурина Э.А., Бахтизин Р.Н. Сопряженная задача теплообмена с инъекцией холода с поверхности Земли // SOCAR Proceeding, 2018, № 2, р. 025-032.
4. Новичков А. В., Токарев А. П., Гаррис Н. А. Улучшение условий эксплуатации трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022. Вып. 4 (138), С. 76-88. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2022-4-76-88>.

УДК 628.147.22

РАБОТА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ В УСЛОВИЯХ МАГНИТНЫХ БУРЬ

А.С. Потапова, З.В. Бойчук, И.А. Алефиров

Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия

Система магистральных газонефтепроводов подвержена различным видам дефектов, например, коррозии, способной нанести вред транспорту топлива.

Блуждающие токи (БТ), возникающие из-за разностей потенциалов, ускоряют коррозию и требуют улучшения методик эксплуатации трубопроводов. БТ делятся на классические (вызванные электрохимической коррозией, гальваническими парами и др.) и неклассические (возникающие из-за изменений магнитного поля Земли и космических явлений, наносящие ущерб как металлическим конструкциям, так и электрическому оборудованию).

В представленном исследовании более детально изучен такой тип неклассических блуждающих токов, как геомагнитные индуцированные токи.

Геомагнитные индуцированные токи (ГИТ) – это токи, возникающие в металлических структурах, таких как магистральные нефтегазопроводы, под воздействием геомагнитных возмущений в земной магнитосфере. Эти токи обычно имеют низкую частоту и могут быть вызваны изменениями в магнитном поле Земли: геомагнитные бури, солнечные вспышки и другие космические события.

Влияние ГИТ на магистральные трубопроводы и средства электрохимической защиты:

1. Коррозия – индуцированные токи способны вызывать коррозию металлических труб.

2. Искажение данных – геомагнитные блуждающие токи могут вызывать искажение данных в системах контроля и мониторинга магистральных трубопроводов.

3. Электромагнитные помехи – возможно появление электромагнитных помех в электрическом оборудовании и системах связи вблизи магистральных трубопроводов из-за геомагнитных токов.

4. Индуктивность – геомагнитные блуждающие токи могут вызывать индуктивность вдоль трубопроводов.

Для количественного измерения геомагнитной активности, возникающей в результате воздействия солнечного ветра на Землю, используются различные индексы. Индексы основаны на результатах измерений приборами – магнитометрами, установленными в магнитных обсерваториях. Эти приборы имеют очень высокую чувствительность к колебаниям магнитного поля Земли. На основе существования индексов создаются прогнозы геомагнитной активности.

В рамках данной работы проведено исследование геомагнитной активности в период с 01.09.23 по 31.08.24 на примере города Сыктывкар. Для этого мы использовали значения планетарного Кр-индекса.

Планетарный индекс К_p вычисляется как среднее значение К-индексов, определенных на 13 геомагнитных международных обсерваториях. Его значение варьируется от 0 до 9, с точностью до 1/3.

В ходе исследования выполнен ряд подсчетов, согласно которым можно сделать следующие выводы:

1) 88% годовой активности магнитосфера спокойная – состояние магнитного поля Земли, когда оно не подвергается воздействию внешних факторов, таких как солнечные ветры;

2) 7% - магнитосфера возбуждённая – возникает, когда солнечное излучение, особенно при солнечных вспышках или корональных выбросах массы, воздействует на магнитное поле Земли;

3) 5% - магнитные бури – временные изменения в магнитном поле Земли, вызванные воздействием солнечного ветра.

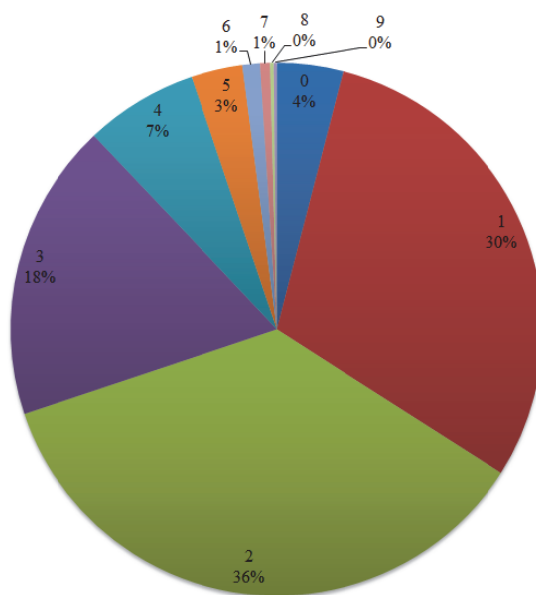


Рисунок 1. Геомагнитная активность, выраженная через К_p-индекс, в период с 01.09.23 по 31.08.24

Таким образом установлено, что геомагнитно-индуцированные токи, вызванные возмущениями магнитосферы, оказывают существенное влияние на работу систем магистральных трубопроводов. Поэтому наблюдение и учет бурь является важной инженерной задачей, которая позволит прогнозировать

изменения в работе систем и своевременно реагировать, и снижать риски и последствия.

Список использованных источников

1. Фуркин А. В., Совершенствование методик идентификации и оценки опасности источников блуждающих токов, воздействующих на магистральные нефтегазопроводы: дис. канд. техн. наук: 25.00.19 / Фуркин Алексей Владимирович. – Ухта, 2012. – 145 с.
2. Заболотная Н.А. Индексы геомагнитной активности. М.: Гидрометеиздат, 1977. 59 с.
3. Александров О. Ю., Совершенствование проектных решений и методик эксплуатации магистральных газонефтепроводов, подверженных воздействию теллурических блуждающих токов. – Ухта, 2018. – 159 с.

УДК 621.6

РАСШИРЕНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В.Е. Пудакова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Традиционные металлические трубопроводные системы, используемые в нефтегазовой промышленности, часто сталкиваются с коррозионными повреждениями, особенно при транспортировке агрессивных сред (например, нефти с высоким содержанием сероводорода или кислых газов). Это приводит к необходимости частых ремонтов и повышает риск аварийных ситуаций. В последние годы наблюдается рост интереса к полимерным материалам, обладающим высокой устойчивостью к коррозии, гибкостью и длительным сроком службы. Гибкие полимерные трубопроводы представляют собой перспективное решение для улучшения надежности и безопасности систем

транспортировки углеводородов, что делает данное направление исследований крайне актуальным для отрасли.



Рисунок 1. Конструкция ГПАТ

Преимущества полимерных труб при строительстве внутрипромысловых трубопроводов заключаются в сокращении расходов на транспортировку, строительно-монтажные работы (СМР) и уменьшении эксплуатационных расходов. Трубы, изготовленные из полимерных материалов, не подвержены коррозии. Благодаря этой особенности увеличивается жизненный цикл трубы и сокращаются расходы на ремонт и эксплуатацию трубопроводов.

Несмотря на то, что основной материал в ГПАТ — это полимер, стальные детали всё-таки имеются. Это соединительные фитинги и в некоторых случаях материал армирования. Для труб со связанными слоями, изготовленными по технологии ТСП, наличие в размещённого в полимерной матрице UD-ленты стального корда совершенно не влияет на надёжность, так как в связанных слоях не происходит накопления и скопления агрессивных сред, в отличие от «карманов» и незащищённого слоя армировки RTP-труб. На текущий момент существует несколько решений. Это полное исключение металла из системы или применение коррозионно-стойких марок стали, барьерных слоёв в конструкции трубы и покрытий для деталей. Также для труб с металлическими армирующими элементами возможно применение барьерных слоёв, которые снижают, но не предотвращают полностью диффузию агрессивных

компонентов среды. Следующий момент — соединения. Альтернативой стальным фитингам могла бы стать полимерная муфта. Но пока в мире не существует образцов, которые выдерживали бы давление в 6–12 МПа. Поэтому пока приходится искать другие решения, в частности использовать различные типы сталей в зависимости от технических характеристик транспортируемой среды.

Общая удельная Аварийность ПКТ по Компании шт/(км*год)

Конструкция ПКТ	0-5 лет	6 - 10 лет	11-15 лет	16-20 лет
ГПАТ	0.005	0.027	0.068	0.116
ЖПАТ	0.012	0.018	0.019	0.068
СПТ	0.001	0.031	0.049	0.023

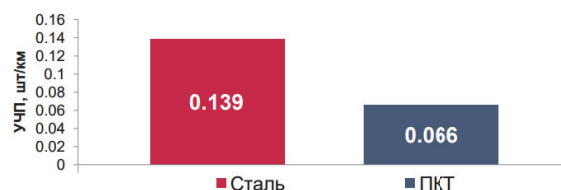


Рисунок 2. Аварийность ПКТ (полимерно-композитных трубопроводов)

В результате теоретического анализа было установлено, что ГПАТ обладают рядом преимуществ перед металлическими трубопроводами, включая:

1. Высокую коррозионную стойкость и химическую инертность в агрессивных средах;
2. Снижение затрат на обслуживание за счет минимальной необходимости в защите от коррозии;
3. Легкость и гибкость, что упрощает монтаж и транспортировку;
4. Повышенную устойчивость к перепадам температур и давления.

Эти характеристики делают ГПАТ перспективным решением для применения в сложных эксплуатационных условиях нефтяной промышленности, особенно на морских месторождениях и в труднодоступных регионах.

Список использованных источников

1. Гребенькова Г.Л., Сафонов Е.Н., Тергулов Р.Р., Агапчев В.И. Анализ работоспособности коррозионно-стойких трубопроводов // Нефтегазовое дело, 2004.

2. Перспективы применения гибких труб из термопластов, армированных нитями, для промышленных трубопроводов // URL: <https://www.nadzor-info.ru/media/blog/120711/d58c91e78535239282434fb7a8cbc7d9.pdf> (дата обращения: 20.10.2024).

УДК 681.586.5

**ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННЫХ В МАГИСТРАЛЬНЫЙ
ТРУБОПРОВОД РЕГИСТРИРУЮЩИХ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ
КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ КОНТРОЛЯ
НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ
НА ОТВЕТСТВЕННЫХ УЧАСТКАХ**

А.А. Пуртов, Р.Р. Хасанов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Повышение надежности, снижение аварийности и уменьшение срока простоя магистральных трубопроводов является актуальной задачей отрасли. Особую важность данная задача обретает в случае обеспечения надежности на ответственных участках трубопровода, простой которых из-за аварийных ситуаций и ремонта недопустим.

Для таких участков предлагается применить систему контроля напряженно-деформированного состояния, которая заключается в оснащении участка трубопровода регистрирующими волоконно-оптическими датчиками деформации (тензорозетки) [1] и температуры (для термокомпенсации), коммутационными разъёмами, встроенными волоконно-оптическими соединительными линиями и защитными элементами (рисунок 1).

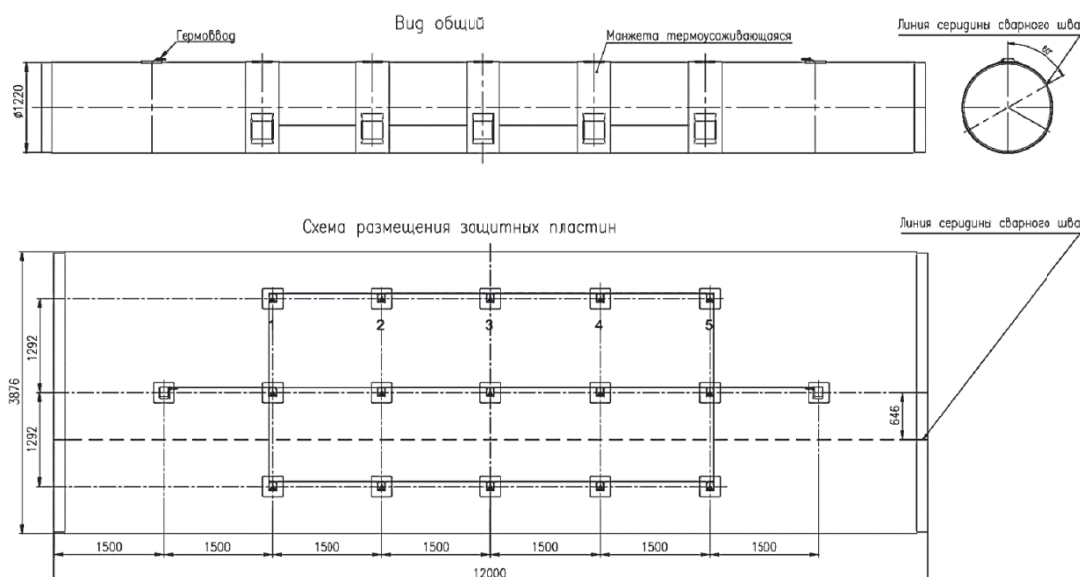


Рисунок 1. Участок трубопровода с интегрированными регистрирующими волоконно-оптическими компонентами

В результате применения регистрирующих волоконно-оптических компонентов на ответственных участках трубопровода параметры напряженно-деформированного состояния участка будут мониториться в режиме реального времени, а критические отклонения передаваться эксплуатирующей организации, что позволит оперативно принимать решения о проведении ремонтных работ и исключать возможные аварийные ситуации.

Список использованных источников

1. Буймистрюк Г.Я. Информационно-измерительная техника и технология на основе волоконно-оптических датчиков и систем : монография. — СПб : ИВА, ГРОЦ Минатома, 2005 – 191 с.

ПОСТРОЕНИЕ БАЗОВОЙ СЕТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ МИНИМАЛЬНОЙ СТОИМОСТИ

С.С. Рубинский, Ф.Г. Тухбатуллин,

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)

им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Применение алгоритмов на графах при проектировании сетей газораспределения, с учётом современного развития технических средств автоматизации вычислений, является перспективным методом увеличения системной надежности и безопасности газотранспортной инфраструктуры. Использование алгоритмов на графах позволяет снизить капитальные и эксплуатационные затраты газораспределительных организаций [1].

Алгоритмы Дейкстры и Краскала позволяют эффективно решать задачи поиска кратчайших и минимальных по стоимости путей, что в контексте построения базовой сети газораспределения помогает выбрать наименее затратные маршруты для прокладки трубопроводов. Алгоритм Краскала в работе используется для формирования минимального остовного дерева, минимизируя затраты на соединение узлов сети. Алгоритм Дейкстры, в свою очередь, применяется для детального расчёта стоимости отдельных участков и позволяет учитывать текущие затраты, что является необходимым в условиях меняющихся экономических факторов. Вместе, эти алгоритмы учитывают постоянные и изменяемые параметры, такие как рельеф местности, существующая инфраструктура и возможные ограничения на строительство газопроводов [2].

Применяемый в работе принцип построения базовой сети газораспределения на основе комплексного использования алгоритмов на графах позволяет формировать сеть с минимальной суммарной стоимостью. Применение этой методики на практике даёт возможность гибко реагировать на

изменяющиеся условия в процессе проектирования, автоматически пересчитывая стоимость прохождения отдельных участков сети и адаптируя трассировку к реальным условиям местности [3]. Результаты исследования показывают, что предложенная методика эффективна для оптимизации затрат и ресурсов на проектирование сетей газораспределения, что способствует росту надёжности газоснабжения и снижению издержек.

Предлагаемый вариант использования алгоритмов Дейкстры и Краскала, демонстрирует высокую эффективность при построении сети газораспределения минимальной стоимости. Внедрение алгоритма в процесс проектирования сетей газораспределения может существенно сократить капитальные и эксплуатационные затраты, а также повысить надёжность и управляемость систем газоснабжения.

Список использованных источников

1. Дольников, В. Л. Основные алгоритмы на графах: текст лекций / В. Л. Дольников, О. П. Якимова; Яросл. гос. ун-т им. П. Г. Демидова. – Ярославль: ЯрГУ, 2011. – 80 с.
2. Торчинский Я.М. Оптимизация проектируемых и эксплуатируемых газораспределительных систем. – Л.: Недра, 1988. 239с.
3. Ефимов, С. С. Обзор методов распараллеливания алгоритмов решения некоторых задач вычислительной дискретной математики / С. С. Ефимов // Математические структуры и моделирование. – 2007. – № 17. – С. 72-93.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СЕГМЕНТОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Н.М. Рылько

Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия

Поскольку во многих случаях под влиянием условий эксплуатации имеет место деформирование газопроводов с нарушением геометрии труб и образованием вмятин были рассмотрены причины образования дефектов формы.

Вмятины на трубопроводах образуются по двум основным причинам:

- от воздействия внешней локальной (обычно ударной) силовой нагрузки – кратковременная нагрузка;
- вследствие потери устойчивости в связи с длительной нагрузкой, например, морозного пучения.

Образование вмятин на трубопроводах по второму сценарию встречаются реже, так как предусмотренные нормативными требованиями технологии строительства минимизируют риски формирования условий длительной нагрузки. Однако, в случае формирования таких воздействий при потере местной устойчивости возможна при нагрузке примерно в 5 – 6 раз меньшей, чем критическая. При таком сценарии, как правило, образуются лункообразные вмятины, характеризующиеся изменением геометрии за счет пластической деформации без значительного уменьшения толщины стенки трубопровода.

В исследовании [2] в ходе структурного анализа металла в зонах дефектов типа «вмятина», было выявлено, что при глубине вмятин до 6 % от наружного диаметра трубы структурные изменения металла отсутствуют, а при глубине вмятин более 6 % от наружного диаметра трубы в зонах перехода профиля вмятины в цилиндрическую часть начинают образовываться микротрещины, которые могут привести к отказу или разрушению.

Чтобы обеспечить эксплуатационную надежность трубопроводов, необходимо предусматривать проектом мероприятия по предотвращению формирования условий для образования дефектов типа вмятин.

Расчетный анализ механизма образования вмятин был проведен со следующими исходными данными:

$D_n = 1420$ мм – наружный диаметр трубопровода;

$\delta = 27,7$ мм – толщина стенки;

Материал трубы – сталь марки К65 (класс прочности Х80, временное сопротивление $\sigma_B = 650$ МПа, условный предел текучести $\sigma_{0,2} = 580$ МПа, ударная вязкость $KCV = 310$ Дж/см²)

Скальной включение в грунте смоделировано в виде полусферы радиусом $R = 300$ мм.

В ходе расчетного моделирования были исследована возможность образования вмятины в местах с грунтами, содержащими крупнообломочные включения.

Исходя из проведенного расчета (рис. 1), выявлено, что имеется проблема образования вмятины размером 16 – 18 мм на трубопроводе большого диаметра при воздействии нагрузки в 720 – 780 кН.

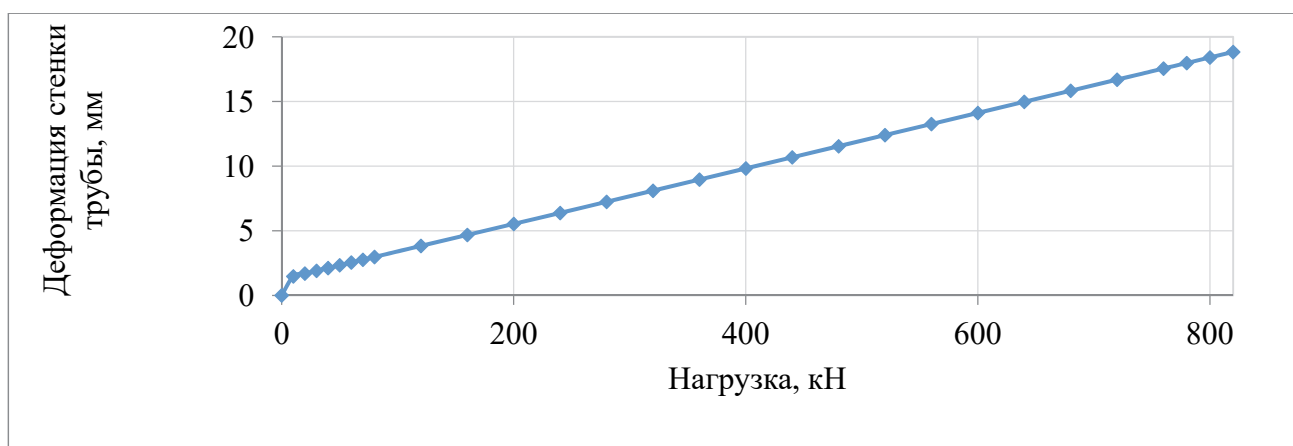


Рисунок 1. Расчетное моделирование трубопровода без механической защиты

Для предохранения трубопровода от механических повреждений и недопущения образования дефектов типа «вмятина» было рассмотрено несколько способов защиты.

По результатам математического моделирования был проведен сравнительный анализ (рис. 2) различных методик механической защиты.

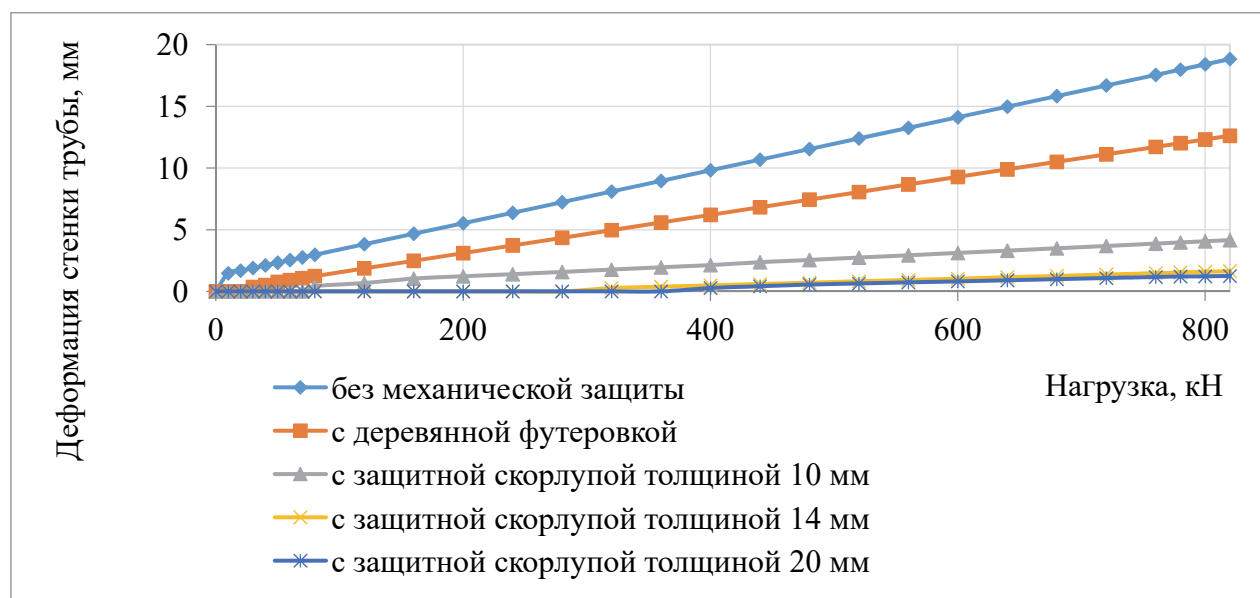


Рисунок 2. Итоговые результаты расчетов

Таким образом, получено, что наиболее эффективным средством защиты трубопровода от дефектов типа «вмятина» является применение защитных скорлуп толщиной 20 мм.

При применении деревянной футеровки возможность образования незначительных вмятин до 1 мм начинается с нагрузки в 30 кН. При нагрузке в 80 кН появляются вмятины размером 1,25 мм.

В случае использования защитных скорлуп толщиной 20 мм механические деформации не происходят до нагрузки в 360 кН, при воздействии нагрузки в 780 кН происходит образование вмятины размером 1,21 мм, что показывает высокую эффективность данного метода.

Согласно расчетному моделированию на участках прокладки газопроводов по территории грунтов, склонных к пучению и имеющих в

составе скальные крупнообломочные включения, или по участкам скальных пород при отсутствии возможности обеспечения обсыпки трубопровода мягким грунтом, предлагается применять в нижней зоне трубы конструкцию, состоящую из защитной скорлупы толщиной 20 мм.

Список использованных источников

1. Мухин, В.Н. Прогнозирование остаточного ресурса работоспособности нефтехимического оборудования / В. Н. Мухин. – М.: ЦНИИТЭИнефтехим, 1991. – 60 с.;
2. СП 34–112–97 Строительство магистральных и промысловых труб проводов. Комплексная технология и организация;
3. Мустафин Т.Р. Изучение прочностных характеристик стальных трубопроводов с дефектами типа «вмятина». Автореферат дис. на соискание уч. степ. канд. тех. наук. Уфа: Уфимский государственный технический университет, 2013. – 23 с.;
4. ВРД 39–1.10–063–2002. Инструкция по оценке работоспособности и отбраковке труб с вмятинами и гофрами. М.: ВНИИГАЗ, 2002.

УДК 62-621.2

СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В АТМОСФЕРУ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЗЛОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ

В.А. Саватеева, В.И. Муратова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Метан, основной компонент природного газа, является парниковым газом с сильным воздействием на изменение климата, поэтому минимизация его утечек и выбросов становится приоритетом для предприятий газовой отрасли. Актуальность задачи сокращения выбросов метана на газораспределительных

станциях (ГРС) обусловлена также требованиями к повышению экологической безопасности газотранспортных систем.



Рисунок 1. Результаты расчета технологических потерь природного газа при эксплуатации ГРС

Одним из эффективных решений для предотвращения стравливания газа в атмосферу при обслуживании и аварийных ситуациях является внедрение эжектора. Эжекторы позволяют утилизировать стравливаемый газ, возвращая его в технологический процесс или транспортную сеть, что минимизирует потери и выбросы. В данной работе рассматриваются принципы работы эжектора, его конструктивные особенности, влияние на общую эффективность работы ГРС, а также экономические и экологические преимущества его применения. Особое внимание уделяется моделированию процессов газодинамики в эжекторе и оценке его работы в условиях реальной эксплуатации ГРС.

Целью данного исследования является разработка и оценка эффективности применения эжектора на газораспределительных станциях для

сохранения стравливаемого газа, его утилизации и возврата в технологический процесс, что позволит минимизировать выбросы метана в атмосферу.

Эжектор использует высоконапорный поток газа для захвата низконапорного стравливаемого газа. Мешанный поток затем направляется обратно в газопроводную систему или в резервуар для хранения. Стравливаемый газ не выбрасывается в атмосферу, а повторно используется, что позволяет существенно сократить выбросы метана.

Для максимально эффективного использования эжектора на ГРС его установка может быть включена в обвязку следующих узлов:

1. узел редуцирования давления. В этом узле газ высокого давления из магистрального газопровода поступает в редуктор для понижения давления до требуемого уровня. При возникновении избытка давления происходит стравливание газа в атмосферу через сбросные линии. Эжектор подключается к сбросным линиям и захватывает стравливаемый газ, возвращая его в низконапорную часть системы;

2. байпасный трубопровод. Байпас обеспечивает обходной путь для газа в случае необходимости временного отключения основного потока для проведения технического обслуживания. Эжектор включается в обвязку байпасного трубопровода, чтобы захватывать стравливаемый газ при смене направления потока или сбросе давления;

3. предохранительные клапаны и сбросные линии. Предохранительные клапаны автоматически открываются при превышении допустимого давления. Стравливаемый газ обычно сбрасывается в атмосферу. Эжектор подключается к этим линиям для захвата газа и его возврата в газопровод;

4. запорная арматура (узлы технологических отключений). При отключении отдельных участков трубопровода для ремонта или обслуживания часто производится стравливание газа. Эжектор здесь необходим для захвата стравливаемого газа и возвращения его обратно в систему.

Внедрение струйных эжекторов на газораспределительных станциях – это эффективный способ снижения выбросов природного газа в атмосферу. Данный подход не только способствует улучшению экологической ситуации, но и экономически оправдан, снижая потери газа и затраты на эксплуатацию.

Список использованных источников

1. Патент РФ №2805111, МПК F16L1/00, Способ выполнения ремонтных работ на объектах газотранспортной системы без прекращения газоснабжения потребителя/ Гречишников М.Н., Ведяков Д.Ф., Садртдинов Р.Р., Бакулин Е.А., Ешакин Н.А., Косарева Л.А. Заявл.06.02.2023. Оpubл. 11.10.2023.
2. Способ опорожнения участка газопровода, подлежащего ремонту, вытеснением природного газа и способ приведения в движение самодвижущихся поршней-вытеснителей / Мишин О.Л., Трапезников С.В. Заявл.06.05.2019. Оpubл. 23.10.2023.
3. Таганов Г.И., Межиров И.И., Харитонов В.Т. Экспериментальное исследование газового эжектора. // Сборник работ по исследованию сверхзвуковых газовых эжекторов. – 1961. – №4 – С. 119–122 39 Куканов Ф.А., Межиров И.И., Харитонов В.Т.
4. Методические рекомендации по определению и обоснованию технологических потерь природного газа при транспортировке магистральным трубопроводным: утв. заместителем Министра энергетики Российской Федерации С. И. Кудряшовым 09.07.2012.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ВЫБОРА ОПЕРАТИВНЫХ МЕР ПО ЛОКАЛИЗАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

М.А. Сафаров, В.И. Муратова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Загрязнение природных вод и почвенного покрова нефтью и продуктами ее переработки является одной из самых серьезных экологических проблем во всем мире [¹]. Это вызвано как широким распространением такого загрязнения, его опасностью для здоровья и жизни людей, так и сложностью работ и исследований, требующих значительных финансовых и временных затрат на устранение аварий [²].

На сегодняшний день накоплен солидный опыт по локализации и ликвидации нефтяных загрязнений грунтов и водных поверхностей. Обычно применяемые методы очистки: технические (механические), термические, физико-химические, биологические и другие [³].

От действий младшего и среднего персонала эксплуатирующих организаций зависит характер и масштаб нанесенного окружающей среде вреда, ведь каждый потерянный час приводит к увеличению ущерба экосистеме. Правильное принятие технического решения по локализации аварийного разлива позволит алгоритм, разработанный нами и представленный на рисунке 1. Данный алгоритм позволяет учесть все экологические факторы влияющие на поведение нефти и нефтепродуктов при аварийном разливе.

¹ Боровский, Б.В. К проблемам локализации и ликвидации нефтяных загрязнений на объектах Минобороны РФ / Б.В. Боровский, Л.В. Боровский, С.И. Бухарин // Геоэкология. – 1997. – № 5. – С. 75-83.

² Зверев, В.П. Массопотоки нефтепродуктов в природных водах России / В.П. Зверев, О.Ю. Варванина, В.С. Путилина // Геоэкология. – 1996. – № 2. – С. 3-11.

³ Аренс, В.Ж. Нефтяные загрязнения: как решить проблему / В.Ж. Аренс, О.М. Грицин, А.Л. Янишин // Экология и промышленность России. - 1999. - №9 -(<http://rusmet.ru/ekology/1999/1999-09htm>).

С помощью предложенного алгоритма можно рассмотреть 9 возможных вариантов развития поставарийных ситуаций.

1. Первый вариант (1) соответствует распространению нефти в водотоке с бурным течением в летний период.

2. Вариант второй (2) складывается при попадании нефти в водоток с бурным течением при наличии на поверхности воды ледового покрова.

3. Вариант третий (3) развивается при попадании нефти в равнинный водоток со спокойным течением в летний период.

4. При варианте (4) нефть попадет в равнинный водоток в зимний период. Наличие ледового покрова затруднит продвижение нефти и основная масса ее будет локализована на поверхности воды в виде плотного вязкого слоя.

5. Пятый (5) и шестой (6) варианты характеризуют поставарийные ситуации, связанные с загрязнением нефтью непроточных водоемов (озеро, болото) в летний и зимний период, соответственно.

Следует отметить, что для вариантов (1-6) нефть в водные объекты может поступить различными путями: из подводного перехода нефтепровода, по рельефу местности или в результате фильтрации из почвенных горизонтов.

6. Ситуации (7), (8) и (9) связаны с аварийным поступлением нефти в почвенные горизонты при порывах магистральных нефтепроводов или при внутрипочвенных утечках. Глубина проникновения нефти в почву может быть до 50 см (вариант 7) или ниже (варианты 8 и 9). Вариантами развития этих ситуаций являются случаи попадания нефти из почвы в подземные (9) и поверхностные (1 - 6) воды.

В каждом из возможных вариантов должны быть разработаны и апробированы способы механической локализации разлива нефти и нефтепродуктов с учетом имеющейся в наличии техники на данный момент, состава бригады, прибывшей на место аварийного разлива, орографических и гидрологических условий местности.

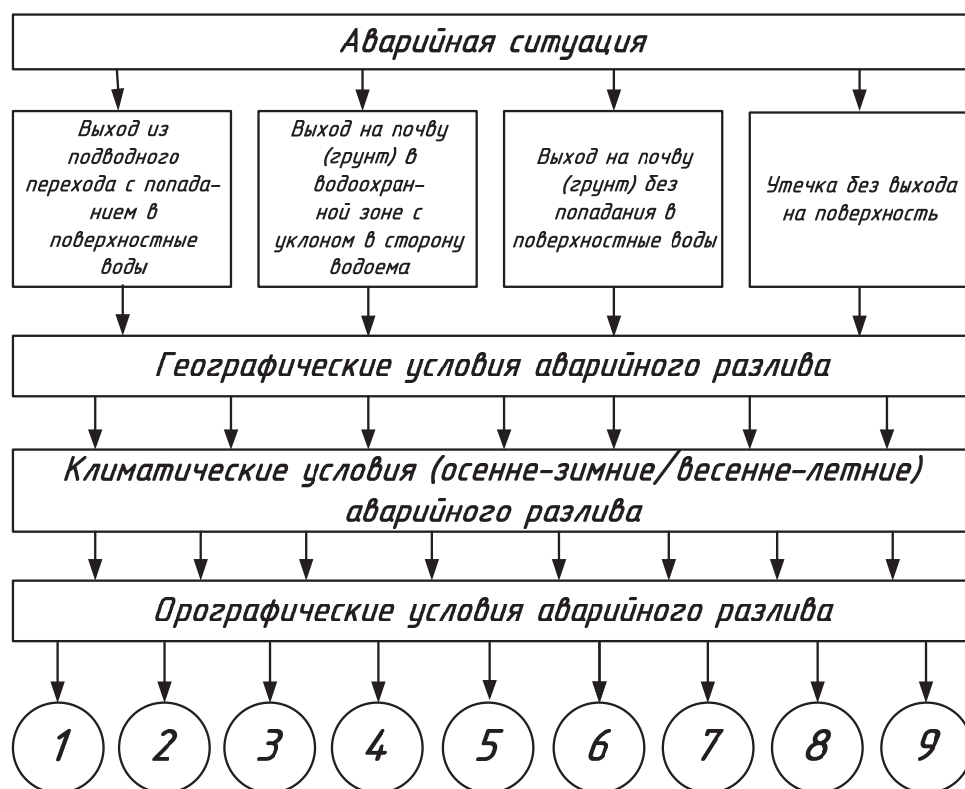


Рисунок 1. Алгоритм действий для эксплуатирующих организаций, в случае аварийного разлива нефти и нефтепродуктов

Таким образом, удастся максимально минимизировать последствия аварийного разлива нефти и нефтепродуктов, тем самым значительно сократить расходы на санацию пострадавший территории, сократить расходы по возмещению ущерба нанесенного окружающей среде попаданием в нее вредных веществ.

Список использованных источников

1. Боровский, Б.В. К проблемам локализации и ликвидации нефтяных загрязнений на объектах Минобороны РФ / Б.В. Боровский, Л.В. Боровский, С.И. Бухарин // Геоэкология. – 1997. – № 5. – С. 75-83.
2. Зверев, В.П. Массопотоки нефтепродуктов в природных водах России / В.П. Зверев, О.Ю. Варванина, В.С. Путилина // Геоэкология. – 1996. – № 2. – С. 3-11.
3. Аренс, В.Ж. Нефтяные загрязнения: как решить проблему / В.Ж. Аренс, О.М. Грицин, А.Л. Янишин // Экология и промышленность России. - 1999. - №9 - (<http://rusmet.ru/ekology/1999/1999-09htm>).

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФАЗИРОВАННЫХ РЕШЕТОК
ДЛЯ КОНТРОЛЯ КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ
СОЕДИНЕНИЙ ГАЗОПРОВОДА**

В.В. Сафоненко, О.Ю. Полетаева

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Ультразвуковой контроль является одной из важнейших составляющих неразрушающего контроля. Он основан на распространении акустических колебаний и волн УЗ-диапазона частот в твердых конструкционных материалах и влиянии на параметры этих колебаний свойств материалов и их внутренней структуры. Основными преимуществами являются высокая производительность, небольшие затраты на проведение контроля и достаточно хорошая достоверность результатов.

Ультразвуковой контроль фазированными решетками имеет преимущества перед обычным УЗК. Можно изменять угол наклона луча и фокусировку. Различные углы ввода управляемого многоэлементного датчика увеличивают вероятность обнаружения дефектов. Регулируемая геометрия эхосигналов минимизирует ложные индикации. Фазированные решетки позволяют обследовать геометрически сложные детали без необходимости перемещения объекта или датчика. Быстрое получение реальных изображений положения и размеров обнаруженных дефектов. Применение метода ультразвукового контроля с использованием фазированных решеток соответствует международным стандартам и требованиям к неразрушающему контролю качества сварных соединений.

Основу технологии фазированных решеток составляет специальный ультразвуковой преобразователь с определенным количеством отдельных элементов от 16 до 128 и ультразвуковой дефектоскоп с несколькими

генераторами и приёмниками. Каждый из элементов преобразователя возбуждается отдельно в определенной последовательности и с определенными временными задержками. Управление этими задержками позволяет формировать фронт волны, который определяет угол излучения, а изменение этих задержек позволяет этот угол изменять. Таким образом с помощью всего одного многоэлементного преобразователя можно производить контроль во всём диапазоне общепринятых углов контроля от 40 до 75 градусов [1-3].

Фазированные решетки позволяют получать высококачественные изображения внутренней структуры сварного соединения, что позволяет выявлять даже небольшие дефекты и неоднородности. Использование фазированных решеток позволяет проводить ультразвуковой контроль в режиме реального времени, что существенно ускоряет процесс контроля и повышает его эффективность.

Фазированные решетки позволяют контролировать сварные соединения сложной формы, что является особенно важным для газопроводов с кольцевыми сварными соединениями.

Метод с использованием фазированных решеток для контроля кольцевых сварных соединений газопровода является высокоэффективным и перспективным методом неразрушающего контроля качества сварных соединений. Применение фазированных решеток повышает и ускоряет проведение контроля за счёт отсутствия поперечного сканирования и повышает достоверность контроля за счет удобной визуализации, позволяет эффективно выявлять различные типы дефектов, включая трещины, поры и коррозионные повреждения. Это особенно важно для обеспечения безопасности и надежности трубопроводных систем в нефтегазовой отрасли.

В данной работе рассматриваются основы работы с фазированными решетками, применение их для контроля кольцевых сварных соединений с последующей идентификацией дефекта типа «коррозионное растрескивание под напряжением» и преимущества метода фазированных решеток по сравнению с традиционными методами.

Список использованных источников

1. Щербинский В.Г. Технология ультразвукового контроля сварных соединений, 2014. 495 с.
2. Астахов В.А., Филиппов С.С. Ультразвуковые методы контроля сварных соединений: Учебное пособие для студентов и специалистов. Новосибирск: Сибирский федеральный университет, 2020. 175 с.
3. <https://mcsystems.ru/tehnologiya-fazirovannyh-reshetok/>.

УДК 622.692

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ДАТЧИКОВ ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

М.Ю. Симонов

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)

им. И. М. Губкина, Москва, Россия

Системы обнаружения утечек (СОУ) на данный момент имеют ряд естественных ограничений для своего развития: особенности технологий перекачки и возможности датчиков телеизмерений. Если первый параметр напрямую зависит от эксплуатирующей нефтепровод организации, то воздействие точности и чувствительности измерительного оборудования может сыграть ключевую роль, как для будущих проектов, так и для поддержания или улучшения характеристик у нынешних СОУ.

Целью данной работы является экспериментальная оценка возможностей датчиков давления, которые устанавливаются на магистральных нефтепроводах, а также уточнения объема минимальной утечки, которую возможно обнаружить с помощью этих датчиков. Для оценки использовались и иностранные датчики, и датчики отечественного производства, получившие наибольшее распространение.

Сами эксперименты по определению чувствительности датчиков проводятся на гидравлическом стенде представленным на рисунке 1.



Рисунок 1. Гидравлический стенд для анализа работы датчиков давления

Особенностью работы с высокочастотными датчиками давления является сложность анализа прямых показаний с них, поскольку в общем виде датчики могут все еще фиксировать некоторые колебания, но из-за естественного шума может быть сложно их определить визуально, как это представлено на рисунке 2. Поэтому в рамках работы была также предложена фильтрация показаний ВЧ-датчиков, которая бы упрощала работу с выходными данными диспетчерам и математическим моделям для обнаружения утечек.

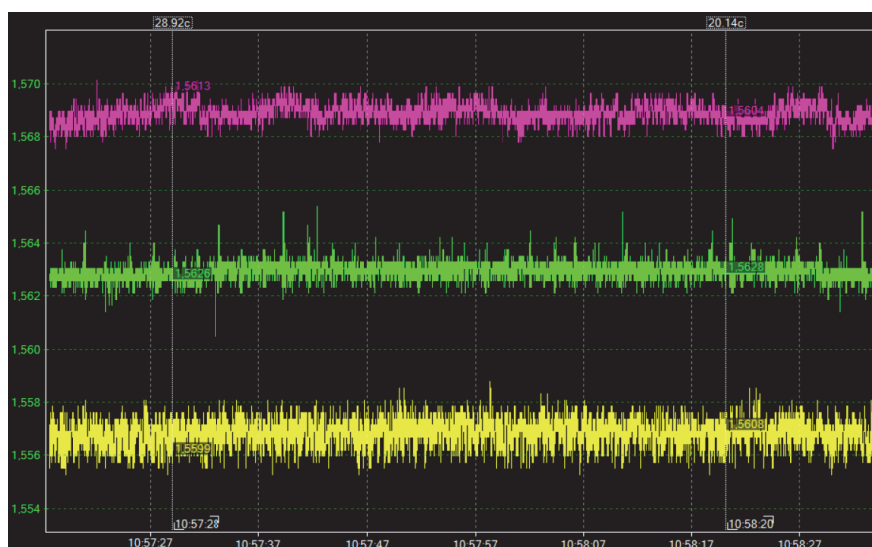


Рисунок 2. Визуализация естественных шумов на ВЧ-датчиках

В рамках данной работы необходимо отметить следующие выводы о влиянии чувствительности датчиков на работу СОУ: применения ВЧ-датчиков для обнаружения отрицательных волн давления в рамках СОУ возможно и требует некоторой фильтрации, использование глубокой фильтрации приводит к ухудшению характеристик СОУ, отечественные датчики давления обладают схожей чувствительностью, как и иностранного производства.

Список использованных источников

1. Симонов М. Ю., Актуальность применения метода ударных волн давления при обнаружении утечки на отводах от магистральных нефтепроводов / М. Ю. Симонов, А. А. Козлов, Р. А. Шестаков // Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России: Тезисы докладов VI Региональной научно-технической конференции, посвященной 100-летию М.М. Ивановой. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022. – С. 369-370.
2. Barakov, V. V. Investigation of non-stationary processes in an oil pipeline in the event of a leak or criminal tie-in / V. V. Barakov, R. A. Shestakov, I. M. Vanchugov // AIP Conference Proceedings : 2, Krasnoyarsk, 29–31 июля 2021 года. – Krasnoyarsk, 2022. – P. 040002. – DOI 10.1063/5.0092581.
3. Поляков, В. А. Комплексная параметрическая методика обнаружения утечек и несанкционированных врезок на трубопроводах / В. А. Поляков, Р. А. Шестаков, Д. Н. Комаров // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. – № 1(65). – С. 40-42.
4. Интеллектуальный мониторинг утечек нефтепродуктов при эксплуатации магистральных и мобильных нефтепродуктотранспортных систем / Л. В. Соев, Д. И. Мельников, М. Ю. Земенкова [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 5-6(125-126). – С. 90-92.
5. Зверев, Ф. С. Совершенствование технологий обнаружения утечек нефти из трубопроводов : специальность 25.00.19 "Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Зверев Федор Сергеевич. – Москва, 2010. – 173 с.

РАЗВИТИЕ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В РАЗЛИЧНЫЕ ИСТОРИЧЕСКИЕ ПЕРИОДЫ

В.Н. Солодовник

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Корни насосной техники можно проследить до самых ранних человеческих цивилизаций, которые разработали простые устройства для орошения, городского водоснабжения и сельского хозяйства. Исторические записи и археологические находки свидетельствуют об использовании водоподъемных устройств, таких как шадуф и винт Архимеда [1].

В период эпохи возрождения такие выдающиеся инженеры как Леонардо да Винчи ознаменовали собой период значительного прогресса в области насосной техники. В средневековых европейских деревнях появились всасывающие насосы, благодаря которым были заложены основы управления водными ресурсами.

Промышленная революция привела к механизации насосов, в первую очередь за счет использования энергии пара. Так появились паровые насосы, которые позже использовались для перекачки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам вплоть до 1930-х годов. Также в эпоху промышленной революции были разработаны насосы, способные перекачивать гораздо большие объемы жидкости, чем когда-либо прежде: центробежные насосы.

XX век стал свидетелем появления специализированных насосов, адаптированных к конкретным промышленным потребностям, например погружные насосы использовались для добычи нефти, а мембранные насосы стали незаменимы в отраслях, где необходимо было перемещать агрессивные или токсичные жидкости без утечек.

В XXI веке особое внимание уделяется энергоэффективности, автоматизации и интеграции цифровых технологий в насосные системы. Например, появились частотно-регулируемые приводы (ЧРП), которые стали играть решающую роль в управлении производительностью насосов для снижения энергопотребления.

Развитие насосной техники было тщательно задокументировано как историками, так и инженерами, что подчеркивает важность этих устройств на протяжении всей истории человечества. От простых водоподъемных устройств, таких как шадуф, до современных интеллектуальных, энергоэффективных систем, насосы были незаменимы для развития общества. Поскольку современные технологии продолжают развиваться, будущее насосных технологий, вероятно, будет сосредоточено на дальнейшем повышении энергоэффективности, экологичности и интеграции с цифровыми системами.

Список использованных источников

1. Солодовник В.Н. История появления первых водоподъемных устройств / В.Н. Солодовник, Р.Р. Ташбулатов, Б.Н. Мастобаев // Материалы 75-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2024. – С. 295.

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПОВЫШЕННОЙ ВИБРАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБВЯЗКИ ПОРШНЕВОГО КОМПРЕССОРА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА ГПА-4РМП

Е.А. Солохин, Д.А. Годовский

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Газоперекачивающий агрегат ГПА-4РМП представляет собой комбинированный газоперекачивающий агрегат (ГПА) с газотурбинным двигателем в качестве привода поршневого компрессора, разработанный специально для применения на подземных хранилищах газа. В качестве привода используется газотурбинный двигатель ГТД-4РМ (ПАО «ОДК-Сатурн»).

К преимуществам ГПА-4РМП с поршневым компрессором можно отнести:

- а) возможность работы с высоким КПД практически в любом диапазоне изменения отношения давлений;
- б) простота регулирования производительности;
- в) отсутствие сложных антипомпажных систем.

Как и любой другой газоперекачивающий агрегат 4РМП не лишен недостатков, а именно повышенные уровни шума и вибрации. Для борьбы с повышенным уровнем шума работы ГПА устанавливаются дополнительные шумоизолирующие системы. Для борьбы с повышенной вибрацией проводится регулярные вибродиагностические обследования - комплексный подход к мониторингу и анализу вибрационных характеристик, который помогает выявить и предотвратить потенциальные проблемы до того, как они приведут к серьезным повреждениям или авариям.

Поскольку 4РМП использует поршневую технологию для сжатия газа, возвратно-поступательные движения поршней вызывают естественные

колебания, которые могут усилиться при работе на высоких оборотах. Данные колебания передаются на корпус компрессора и могут быть источником повышенной вибрации. При работе компрессора 4РМП в трубопроводной обвязке возникает пульсация газа, которая повышает уровень вибрации трубопроводной обвязки. Так же одной из причин повышенной вибрации может быть неправильный расчет трубопроводной обвязки линии нагнетания компрессора.

С целью избежания ошибок при расчете коммуникаций ГПА используются различные программы, одной из которых является «ANSYS». Данная программа позволяет определить резонансные частоты трубопровода и оценить, как колебания компрессора и пульсации потока влияют на вибрационные характеристики системы.

ANSYS – это универсальный и мощный инструмент для расчёта и анализа трубопроводной обвязки газоперекачивающего агрегата, позволяющий учесть все ключевые факторы эксплуатации и обеспечить безопасную и долговечную работу системы. С помощью ANSYS можно проводить комплексное моделирование конструкции, что даёт возможность выявить и устранить потенциальные проблемы на этапе проектирования и избежать серьёзных последствий в ходе эксплуатации.

Список использованных источников

1. ОАО «Газпром». СТО Газпром 2-2.3-084-2006. Методика проведения базового диагностического обследования надземных технологических трубопроводов подземных хранилищ газа ОАО «Газпром». - М.: ОАО «Газпром», 2007. 41 с.
2. Генкин М.Д., Соколова А.Г. Виброакустическая диагностика машин и механизмов. - М.: Машиностроение, 1987. - 288 с.
3. Бураншин А.Р., Годовский Д.А., Токарев А.П. Устранение тупиковой вибрации трубопроводной обвязки компрессорного цеха// Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 9. С.164–171.

4. Бураншин А.Р., Годовский Д.А., Токарев А.П. Устранение тупиковых колебаний обвязки центробежных компрессоров природного газа Материалы 68-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, 2017. С. 394-395.

5. Бураншин А.Р., Годовский Д.А., Токарев А.П. Определение режима работы компрессорного цеха в случае тупиковых колебаний Материалы XIII международной учебно-научно-практической конференции Трубопроводный транспорт – 2018, УГНТУ, 2018. С. 383-384.

УДК 622.692

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ ПРИ СНИЖЕНИИ ПРОТИВОПОЖАРНЫХ РАЗРЫВОВ

Т.С. Султанов, Г.С. Шарнина

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Одной из современных тенденций, прослеживаемых при строительстве объектов трубопроводного транспорта природного газа, является близость их месторасположения к объектам инфраструктуры городских и сельских населенных пунктов. Зачастую плотность застройки приводит к невозможности выполнения требований нормативных документов, предписывающих соблюдение минимальных безопасных расстояний между объектами, так называемых противопожарных разрывов. Нарушение требований по соблюдению противопожарных разрывов между объектами может привести к развитию аварийных ситуаций, выхода их из-под контроля, что может привести к значительному материальному ущербу, а также к гибели людей [1, 2].

В настоящее время для безопасной эксплуатации магистральных газопроводов, расположенных в местах плотной застройки, в случаях, когда невозможно соблюсти минимальные безопасные расстояния до соседних объектов капитального строительства, практикуется разработка специальных

технических условий (СТУ) по пожарной безопасности, в которых в качестве компенсирующего мероприятия прописывается устройство противопожарной водяной дренчерной завесы. Однако, в процессе разработке специальных технических условий встает проблема выбора проектных решений для дренчерной завесы. Отсутствие исследований и рекомендаций в данном направлении не позволяет обеспечить эффективный теплоотвод при использовании дренчерной завесы, как барьера на пути распространения опасных факторов пожара между газопроводом и смежным с ним объектом.

В данной работе при использовании программного комплекса PyroSim создана система объектов: наземный газопровод, дренчерная завеса, смежный с газопроводом объект капитального строительства (здание). Проведены расчеты, позволяющие оценить минимальный требуемый расход воды при работе дренчерной завесы (на ее погонный метр), способный ограничить тепловой поток при факельном горении газопровода до значений, обеспечивающих минимальный безопасный порог для нахождения людей. Полученные результаты были обработаны и послужили базой для построения графических зависимостей для определения минимального требуемого расхода воды для дренчерной завесы, которую будут использовать для обеспечения безопасности газопровода и смежного с ним объекта в случае невозможности соблюдения между ними требований по обеспечению минимальных безопасных расстояний. Графики построены для газопроводов I и II класса, согласно [3], и различных диаметров. На рисунке 1 представлена графическая зависимость для определения расхода дренчерной завесы, обеспечивающей безопасную эксплуатацию газопровода I класса с диаметром до 300 мм, при невозможности соблюдения противопожарного разрыва. Цветными линиями представлены значения расхода воды, необходимого создания для дренчерной завесы, л/с.

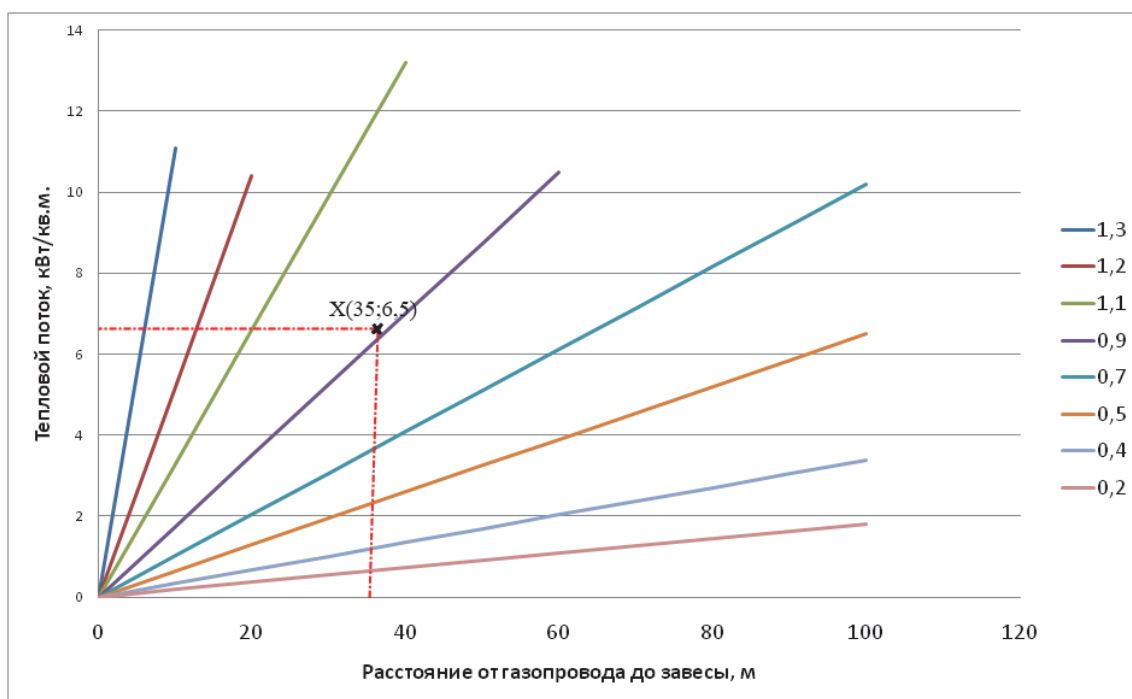


Рисунок 1. Графическая зависимость для выбора расхода дренчерной завесы, обеспечивающей безопасную эксплуатацию газопровода I класса с диаметром до 300 мм, при невозможности соблюдения противопожарного разрыва

Например, нам необходимо найти требуемый расход для проектирования дренчерной завесы вблизи газопровода I класса с диаметром до 300 мм. Исходя из технических решений, установка дренчерной завесы планируется на расстоянии 35 метров от оси трассы газопровода, при значении теплового потока $6,5 \text{ кВт/м}^2$. На рисунке 1 находим точку с координатами X (35;6,5), которая находится между графиками расхода завесы 0,9 л/с и 1,1 л/с. Следовательно, минимально требуемый расход дренчерной завесы должен быть не менее 0,9 л/с на погонный метр завесы.

Разработанные графические зависимости позволят производить быстрый и корректный выбор проектных решений для дренчерных завес, использование которых обеспечит безопасную эксплуатацию газопровода и смежного с ним объекта при невозможности соблюдения между ними противопожарных разрывов.

Список использованных источников

1. Кожеева К.В., Шарнина Г.С. Врезки и перекрытия: Повышение надежности проведения ремонтных работ на магистральных трубопроводах под давлением. - Издательство: ООО Информационное агентство Neftegaz.RU. Деловой журнал Neftegaz.RU, 2021 г., №3 (111). – С. 94-98.
2. Рафиков С.К., Шарнина Г.С., Аскаров Р.Г. Оценка прочности стенок труб магистральных трубопроводов с расслоениями металла. – Нефтяное хозяйство, 2023, №3. – С. 95-99.
3. Свод правил СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 11.05.2024).

УДК 622.692

ОБНАРУЖЕНИЕ УТЕЧЕК СИСТЕМОЙ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ КАБЕЛЕЙ

А.Г. Суюндикова, Р.Р. Ташбулатов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В условиях глобальных экологических вызовов и увеличения числа аварий на нефтяных трубопроводах, предельно актуальной становится разработка эффективных технологий мониторинга и предотвращения утечек нефти. Данная работа посвящена исследованию возможностей применения оптико-волоконных кабелей для диагностирования утечек нефтепродуктов в реальном времени. В результате теоретического и экспериментального анализа предложена инновационная система, сочетающая методы распределенной оценки параметров оптического сигнала с алгоритмами обработки данных, позволяющая точно определять местоположение и объем утечек. Исследование демонстрирует высокую чувствительность и надежность данной технологии,

что открывает новые горизонты для ее применения в нефтяной промышленности и охране окружающей среды.

В процессе изучения этой темы были использованы научные работы, описывающие технологии определения утечек нефти оптоволоконными кабелями.

В своем патенте [1] Алпатов А.А описывает изобретение, связанное с мониторингом напряженно-деформированного состояния (НДС) стальных, полимерных и композитных трубопроводов и направлено на решение задачи контроля механических нагрузок в трубопроводах в режиме реального времени (online) в процессе их эксплуатации. Обеспечение промышленной и экологической безопасности трубопроводных систем является важной задачей. Появление критических механических нагрузок может привести к образованию трещин и разрушений, нарушая герметичность труб. Это может вызвать утечки транспортируемых веществ (нефти, газа, воды и пр.), что приводит к загрязнению окружающей среды, наложению штрафов и значительным расходам на устранение последствий аварий.

Целью данного исследования является детальное изучение и всесторонний анализ методов обнаружения утечек, с применением системы оптоволоконных кабелей, проложенных непосредственно на трубопроводе или рядом с ним.

Для достижения данной цели необходимо решить такие задачи, как построение модели утечки нефти из трубопровода, описание моделируемых процессов, построение расчетной сетки, моделирование и расчет с применением комплекса ANSYS [4, 5].

Список использованных источников

1. Алпатов А.А. Способ мониторинга напряженно-деформированного состояния трубопроводов. Патент RU №1234567, заявл. 01.01.2021; опубл. 15.03.2021.
2. Качура С.М., Постнов В.И., Перспективные оптоволоконные датчики и их применение (обзор) // Труды ВИАМ. 2019. №5 (77). С. 52-61

3. Ильин, М. Ю., & Сергеев, П. Д. (2022). "Инновационные технологии обнаружения утечек нефти с помощью оптических волокон". Наука и технологии, 3(1), 78-85.

УДК 622.692.282

ОЦЕНКА СНИЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В ТРУБОПРОВОДЕ ПРИ ПОВЕРХНОСТНОМ НАГРЕВЕ

Р.Р. Таибулатов, Л.И. Гумерова, А.Р. Валеев, А.М. Шайхинуров

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Транспортирование нефти по трубопроводам осложнено наличием высокой вязкости, добываемой нефти в последнее время на территории России. Существуют различные методы, направленные на снижение гидравлического сопротивления. В данном исследовании приводится обоснование рациональности использования поверхностного нагрева нефти в сравнении с равномерным нагревом нефти по всему объему. Проведена оценка возможности использования поверхностного нагрева у стенки трубопровода для снижения гидравлического сопротивления при перекачке нефти.

В рамках исследования было произведено моделирование трубопровода длиной 5 м и диаметром 0,5 м в программном комплексе ANSYS FLUENT. Температура нефти на входе в модели изменялась в интервале 5-25 °С шагом в 5 °С. Температура стенки равнялась одному из следующих значений 5, 10, 15, 20, 25, 40, 60, 80, 100 °С. Из данных значений выбирались комбинации температур нефти и стенки, при условии, что нефть, не холоднее, чем стенка.

На рисунке 1 представлена распределение температуры и профиль скоростей при температуре стенки 80 °С.

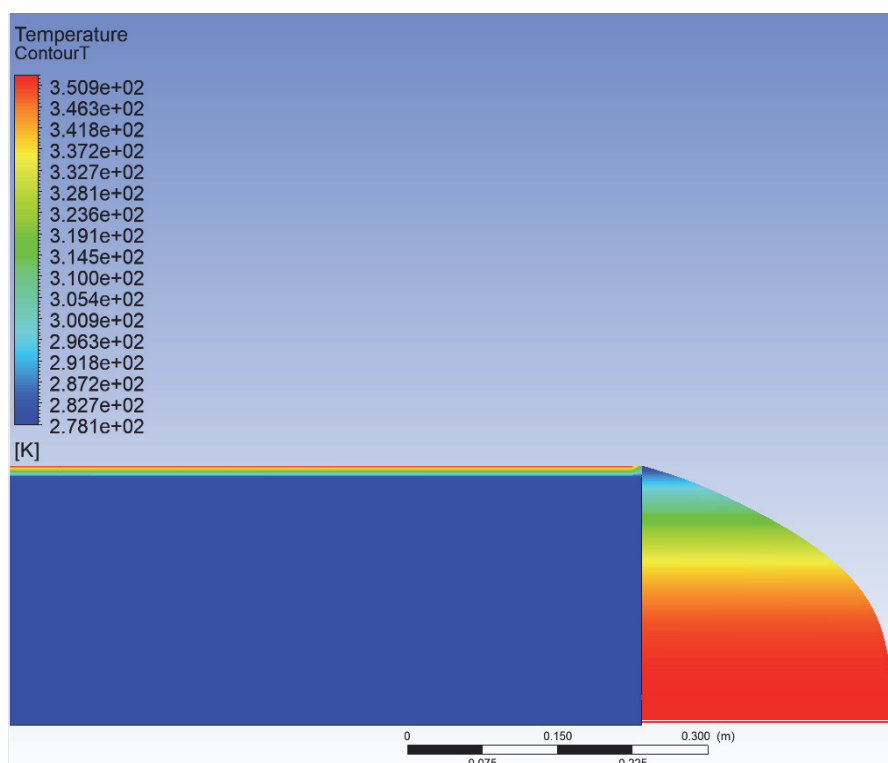


Рисунок 1. Распределение температуры в пристеночном слое и профиль скоростей при температуре стенки 80 °С

Правая часть рисунка 1 показывает профиль скоростей. Видно, что профиль скоростей, более вытянутый относительно параболической формы. Это объясняется наличием маловязкого слоя у пристеночной области, снижающая гидравлическое сопротивление.

После проведения моделирования и расчетов были получены значения параметров трубопровода. Переменными были следующие величины:

- средняя скорость, м/с;
- температура нефти на входе в участок трубопровода, °С;
- температура стенки трубы, °С.

В ходе моделирования определялось следующее:

- наибольшая температура нефти, К;
- средняя температура нефти в последнем сечении, К;
- наибольшее значение в профиле скоростей, м/с;
- гидравлический уклон.

Часть результатов для средней скорости 1 м/с и температуры нефти на входе в участок трубопровода 5 °С представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты полученных значений в ходе моделирования трубопровода с поверхностным нагревом

Средняя скорость, м/с	Температура нефти на входе, °С	Температура стенки трубы, °С	Наибольшая температура нефти, К	Средняя температура нефти в последнем сечении, К	Наибольшее значение в профиле скоростей м/с	Гидравлический уклон
1	5	5	278,155	283,784	1,66141	0,012756
1	5	20	279,672	283,847	1,65409	0,012415
1	5	40	281,469	283,924	1,64409	0,011948
1	5	60	283,083	283,997	1,63369	0,011453
1	5	80	284,684	284,066	1,62528	0,011298
1	5	100	286,195	284,133	1,61765	0,010999

Применение поверхностного подогрева позволяет снижать гидравлический уклон на 41,6 % / 1 °С средней температуры потока, тогда как равномерный подогрев по всему сечению позволяет снижать гидравлический уклон на 2,9 % / 1 °С средней температуры потока. Это позволяет в 14,5 раз эффективнее использовать тепловую энергию. Однако данный метод ограничен максимально допустимой температурой нагрева нефти. Если данное значение принять равным 80 °С, то гидравлический уклон можно максимально снизить на 11,4 %.

ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ ПРИ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ НЕФТИ

Р.Р. Ташбулатов, Т.А. Барабанищикова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Нефть и нефтяные продукты (нефтяные среды) представляют собой сложные дисперсные системы, где дисперсионной средой служат низкомолекулярные углеводороды (бензиновая, керосиновая, дизельная, масляная фракции и т.п.), а в качестве дисперсной фазы выступают высокомолекулярные соединения: асфальтены, смолы и высокомолекулярные парафины. Изменение температуры нефтяных сред вызывает смещение условий фазового равновесия. При снижении температуры высокомолекулярный парафин начинает кристаллизоваться в виде игольчатых пластинок, которые соединяясь друг с другом, совместно образуют сетчатую кристаллическую решетку. Последняя иммобилизует дисперсионную среду, изменяя дисперсное состояние системы.

Новое дисперсное состояние нефтяной среды, в которой выделились кристаллы парафина, влияет на параметры ее гидродинамического течения. Поэтому при определении вязкостно-температурной зависимости нефтяной среды наблюдается излом на полулогарифмических координатах зависимости логарифма вязкости от температуры.

С другой стороны смолы и асфальтены также при снижении температуры начинают выпадать в осадок, однако из-за особенностей своего строения они не могут собираться в кристаллическую решетку, но при этом сами являются центрами кристаллизации высокомолекулярного парафина. Таким образом, наличие смол и асфальтенов изменяет структуру образования парафиновой кристаллической решетки.

В научной литературе для характеристики нефтей по групповому составу высокомолекулярных соединений часто пользуются параметром, равным отношению содержания высокомолекулярного парафина к содержанию смол и асфальтенов:

$$w = P/(C + A)$$

где P – содержание в нефти высокомолекулярного парафина;

C – содержание в нефти смол;

A – содержание в нефти асфальтенов.

Однако для следующих рассуждений удобнее пользоваться следующим соотношением:

$$w' = P/(P + C + A)$$

По предложенному параметру можно выделить два противоположных типа нефтей:

- 1) нефть с преобладанием содержания высокомолекулярного парафина ($w' \approx 1$);
- 2) нефть с преобладанием содержания смол и асфальтенов ($w' \approx 0$).

Для первого типа нефти в полулогарифмических координатах вязкостно-температурной зависимости характерна низкая вязкость и низкая крутизна вискограммы при высоких температурах, при которых парафин полностью растворен. А при снижении температуры ниже температуры массовой кристаллизации парафинов, наоборот – характерно резкое увеличение вязкости с высокой крутизной вискограммы.

Для второго типа нефти характерны увеличение плотности и вязкости, так как смолы и асфальтены являются наиболее высокомолекулярными соединениями в нефти. В полулогарифмических координатах вязкостно-температурной зависимости для них характерна более высокая вязкость и более высокая крутизна вискограммы при высоких температурах. Однако из-за малого содержания парафина, для нее не так характерен излом, вызванный началом выделения парафиновой кристаллической решеткой. К тому же из-за встраивания смол и асфальтенов в кристаллическую решетку, делая ее более

слабой, а также из-за сбора парафина в единые конгломераты, которые в дальнейшем не участвуют в укреплении кристаллической решетки, крутизна вискограммы при температурах ниже точки излома не такая большая, чем для первого типа нефтей.

Исходя из представленных выше рассуждений, возникло предположение, что можно обнаружить нефти с пересекающимися вязкостно-температурными зависимостями и при их смешении, если учитывать аддитивность изменения крутизны вискограммы [1] и изменение температуры массовой кристаллизации парафинов, можно выделить диапазон температур, при которой их смесь должна иметь вязкость менее чем исходные смешиваемые нефти, тем самым проявляя эффект минимума вязкости смеси (Рисунок 1).

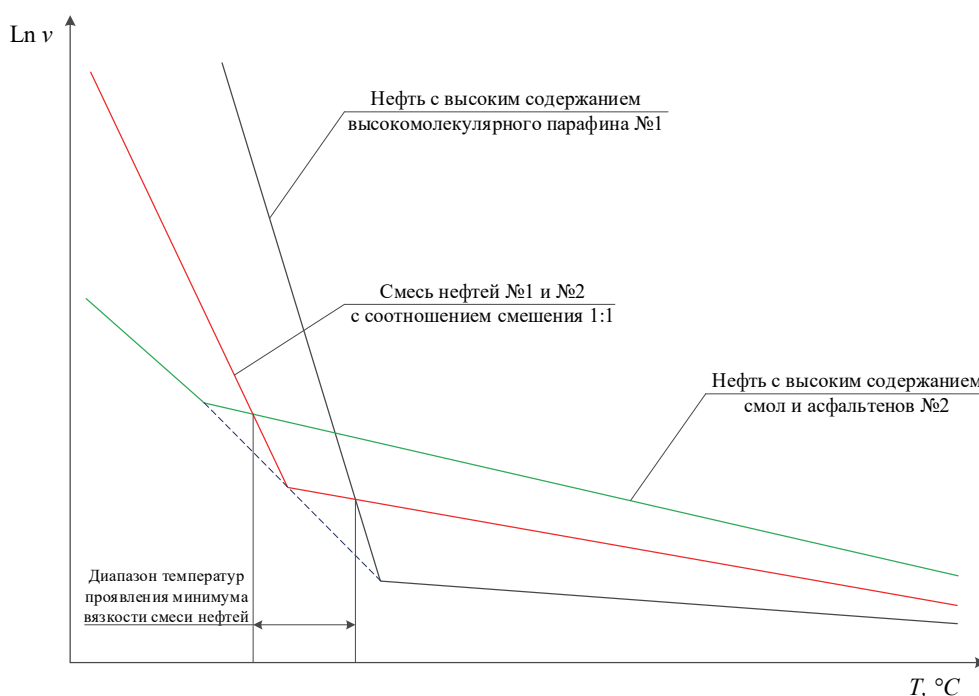


Рисунок 1. Проявление минимума вязкости смеси нефтей с пересекающимися вязкостно-температурными характеристиками

Список использованных источников

1. Ташбулатов Р.Р. Анализ изменения вязкостно-температурной зависимости бинарной нефтяной смеси / Р.Р. Ташбулатов, Р.М. Каримов, Б.Н. Мастобаев, А.Р. Валеев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. - №2. – С. 5 – 9.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Л. И. Твердохлебов

*Российская академия естественных наук, Центральная Комиссия
по согласованию технических проектов разработки месторождений
углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию,
Москва, Россия*

Продукция нефтегазоконденсатных скважин, прежде чем попасть в товарные резервуары ПАО «Транснефть», должна на сепарационных установках и пунктах подготовки нефти и газа освободиться от попутного и растворённого в нефти газа, от солей, АСПО и др. компонентов - до установленных товарных кондиций.

Попутным нефтяной газ, который в XIX и в начале XX веках, несмотря на ценность этого сырья для нефтехимической промышленности, нещадно сжигался!

В настоящее время международное сообщество, заботясь об экологической безопасности населения Земли, поставило задачу обнуления объемов сжигания попутного нефтяного газа!

Существует ряд международных организаций, в том числе «Глобальная инициатива по метану» (Global Methan Initiative (GMI)), которые не только отслеживают эмиссию углеводородных и других парниковых газов в атмосферу, но и рекомендуют нефтегазодобывающим компаниям технологии, позволяющие сократить объемы сжигания ПНГ. /1/.

Всемирный банк позиционирует себя «...единственным глобальным и независимым индикатором регулярного сжигания газа в факелах. Эти оценки позволяют нам отслеживать глобальные уровни сжигания факелов и отслеживать прогресс в достижении нашей цели – нулевого регулярного

сжигания факелов к 2030 году». Однако, аэрофотосъемка, сделанная группой компаний вместе с Google, показала, что «...США сильно ошиблись в расчетах выбросов метана от нефтегазовой промышленности (2024 г.), что нефтяные и газовые бассейны США выбрасывают примерно в четыре раза больше метана, чем подсчитали федеральные регуляторы». / 2 /.

Отдельные структуры за рубежом, пытаясь подорвать авторитет и значимость нефтегазодобывающей промышленности России, допускали «ошибки» и по отношению к России! Например, по данным США в 2007 г. – в России сжигалось 50 млрд м³/год ПНГ, в 2012 - 35 млрд м³/год, а в 2016 г. – после наших рекомендаций, они откорректировали объем сжигания ПНГ у нас в том же 2012 г. до реальных 24 млрд м³/год!

В 2014 году на Международном Глобальном форуме по метану в г. Сан-Антонио, я предложил сравнивать не только абсолютные, но и удельные объемы сжигания ПНГ относительно объемов добываемой нефти. Это было поддержано! Теперь по удельному объему сжигания ПНГ на тонну добываемой нефти Россия находится на третьем месте, после США и Китая. По оценке Всемирного банка в 2023 г. лидерами по объему факельного сжигания газа остаются Россия, Иран, Ирак, США, Венесуэла, Алжир, Ливия, Нигерия и Мексика. В 2022 г. году на эти страны пришлось 75% мирового сжигания газа (148 млрд м³), в то время как их доля в нефтедобыче составила всего 46%. /3/.

Все нефтегазодобывающие компании России представляют в Минэнерго РФ данные по утилизации ПНГ, указанные в проектных документах на разработку конкретных месторождений, которые согласовываются в ЦКР Роснедр по УВС. При этом процент утилизации ПНГ не должен превышать 95%.

Например, общие объемы выбросов парниковых газов ПАО «Роснефть» за 2023 год под влиянием роста газового фактора и роста добычи попутного нефтяного газа составили 77,15 млн тонн СО₂-экв., что на 7,3% больше, чем за 2022 год. Эмиссия метана увеличилась до 168,4 тыс. тонн по сравнению с 158,8

тыс. тонн годом ранее. Обследования на месторождениях проекта «Сахалин 1» проводились Роснефтью с применением беспилотных летательных аппаратов (БПЛА). Программой были охвачены 94 производственных объекта и около 2,5 тысячи км трубопроводов. /4/

24.10.2024 г. на межведомственном совещании представителей «Российской академии естественных наук» (РАЕН), Института космических исследований Российской академии наук (ИКИ РАН), АО «Центральный научно-исследовательский институт машиностроения» (ЦНИИМАШ), ФГБУ НПО «Тайфун» ИЭМ (Росгидромет), НИЦ «Курчатовский институт», Минэнерго РФ, организованном по инициативе РАЕН, было принято решение о целесообразности создания Российских низкоорбитальных группировок малых космических аппаратов для обеспечения деятельности предприятий топливно-энергетического комплекса России, в том числе для получения достоверных отечественных данных по объемам сжигания ПНГ, эмиссии парниковых газов атмосферу, контроля за аварийными разливами нефти при порывах нефтепроводов. /5/.

Следует отметить, что в «Генеральной схеме развития нефтяной отрасли РФ до 2035 г.», обозначен новый период достижения уровня утилизации ПНГ 95% - 2027 г. Однако, ввиду освоения новых месторождений в Восточной Сибири, вероятность достижения этого показателя незначительна! Чтобы стимулировать утилизацию ПНГ, в том числе за счет его транспорта до объектов подготовки и переработки, Министерство энергетики России предложило ужесточить систему штрафов за сжигание ПНГ, повысив уровень его использования до 97,5%»!

Применяя современные наилучшие доступные технологии, нефтяники России будут добиваться дальнейшего сокращения объемов сжигания ПНГ, эмиссии метана и выбросов парниковых газов в атмосферу, повышая экологическую устойчивость окружающей среды в нашей стране.

Список использованных источников:

1. Global Survey of Natural Gas Flaring (VIIRS Satellite). 2013 г.
2. Bjorn Hamso, Program Manager Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR), The World Bank 9 сентября 2015 г. г. Ханты-Мансийск
3. Global Gas Flaring Reduction Public-Private Partnership. 2016 г.
4. Объемы добычи, утилизации и сжигания ПНГ в РФ. Информ ТЭК. 2020 г.
5. Перспективы развития отечественных низкоорбитальных систем. А.А. Позин. РАЕН. 2024 г.

УДК 622.624:014.27

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СПОСОБОВ ЗАКРЕПЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЕКТНЫХ ОТМЕТКАХ В УСЛОВИЯХ СЛАБОНЕСУЩИХ ГРУНТОВ

А.И. Титова, В.Е. Кривов, М.В. Терентьева

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Балластировка и закрепление трубопроводов является важным этапом стабилизации магистрали, обеспечивающее устойчивое положение трубы на проектных отметках и препятствующим ее всплытию на обводненных участках и в местах пересечения с водными преградами. Большая часть магистральных трубопроводов территории Российской Федерации проходит в болотистых условиях, поэтому требуется подходящая балластировка трубопроводов.

В местах, где трубопровод закреплен на своем проектном положении на болотах и обводненных территориях в слабонесущих грунтах, трубопровод может сбросить утяжелители и всплыть на поверхность из-за продольных и поперечных перемещений трубопровода, что приводит к потере устойчивости, к резкому повышению напряжения в трубе, к нарушению прочности

трубопровода, повреждению изоляции, а следовательно к разрушению самого трубопровода, что приводит к аварийным ситуациям. Поэтому выбор надежного типа закрепления, определение оптимального шага расстановки балластирующих устройств является одной из главных задач при сооружении трубопровода в условиях слабонесущих грунтов.

В данной работе рассмотрены балластирующие устройства такие, как железобетонные и чугунные утяжелители охватывающего типа (УБО), железобетонные седловидные утяжелители (УБК), железобетонные и чугунные кольцевые утяжелители (УТК(УЧК)); грунтозаполняемые устройства ПКБУ, НСМ и ПКУ, а также сплошное обетонирование трубы, винтовые, дисковые вмораживаемые, винтовые вмораживаемые, инъекционные и раскрывающего типа анкерные устройства.

А также рассмотрена ещё не примененная на практике комбинированную схему, состоящую из анкерных закрепляющих устройств, совмещенных между собой в единую анкерную матрично-сеточную систему, анкерные устройства которой соединены вместе с полукольцами утяжелителей типа УТК или УЧК.

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ АВАРИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ VR

Д.И. Трифонов, М. Момени

Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы,

Москва, Россия

Введение инновационных технологий в процессы добычи нефти и газа существенно повышает безопасность и эффективность работы на

месторождениях. Одной из таких перспективных технологий является виртуальная реальность (VR), которая позволяет разрабатывать комплекс мероприятий для ликвидации и предотвращения аварийных ситуаций.

Целью данной работы является анализ программы тренировок и симуляций с использованием VR, направленных на отработку действий персонала в случае эксплуатации оборудования на промысле и в случае аварийных ситуаций на промысле. Это включает в себя моделирование различных сценариев развития событий и обучение по предотвращению их возникновения.

VR-системы способны воссоздавать реалистичную обстановку месторождения, в которой операторы могут проходить обучение, не подвергаясь реальным рискам. Практическое применение таких технологий позволяет персоналу лучше понимать алгоритмы действий в чрезвычайных ситуациях, минимизируя человеческий фактор и снижая вероятность ошибок.

Настоящий методический подход демонстрирует высокую адаптивность благодаря возможности настройки сценариев под конкретные условия и требования месторождений. Это особенное преимущество для регионов с различными климатическими условиями и геологическими особенностями.

Благодаря внедрению VR-технологий в учебный процесс, удастся создать условия близкие к реальным, что способствует лучшей адаптации сотрудников к потенциальным вызовам. Кроме того, методика позволяет снизить затраты на традиционные тренировки, поскольку виртуальные симуляции могут быть проведены многократно без необходимости использования физического оборудования и обеспечения определенных условий.

Обобщая выше сказанное, следует отметить, что использование VR-технологий в контексте аварийной готовности является перспективным направлением, способным внести значительный вклад в повышение уровня безопасности на нефтегазовых объектах. Процесс формирования и реализации комплексных мероприятий с применением VR требует дальнейшего изучения и

совершенствования, однако уже сейчас очевидно, что его потенциал может привести к значительным позитивным изменениям в отрасли.

В заключение хочется сказать, что VR-технологии открывают новые горизонты для повышения профессиональной подготовки операторов и инженеров в нефтегазовой отрасли. Улучшение качества и результативности аварийных тренировок, снижение риска инцидентов и повышение эффективности управления авариями создают прочные основания для устойчивого и безопасного будущего в сфере добычи полезных ископаемых.

УДК 621.642.07

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ РЕЗЕРВУАРА С ДЕФЕКТАМИ СВАРКИ

Б.Р. Тукаев, А.К. Гумеров, Ю.В. Лисин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В настоящее время наиболее распространенным типом резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов является вертикальный стальной цилиндрический резервуар с понтоном (тип РВСП). Надежная эксплуатация резервуаров зависит от множества факторов. Например, наличие коррозии, внутренние напряжения, соблюдение правил технической эксплуатации и своевременное проведение технической диагностики.

Одним из методов строительства резервуаров типа РВСП является полистовой метод сборки. В процессе сварки листов конструкции резервуара могут возникнуть дефекты. Например, смещение кромок. Смещение кромок – неправильное положение сваренных кромок друг относительно друга (несовпадение уровней расположения свариваемых деталей в стыковых сварных соединениях). Это приводит к концентрации напряжений в месте

дефекта сварного шва. И для того чтобы оценить степень опасности дефекта необходимо рассчитать значения напряжений в месте дефекта и сравнить с допускаемыми напряжениями.

В существующей нормативной документации нет методик, позволяющих рассчитывать подобные дефекты. В направлении оценки надежности и работоспособности резервуаров типа РВСП нормативно-техническая документация разработана плохо. Для оценки надежности резервуаров с дефектами сварки необходимо применение программных комплексов (например, ANSYS), использующих трехмерное моделирование и расчет методом конечных элементов. Это дорого для эксплуатирующей организации обращаться к подрядной организации с целью моделирования резервуара и проведения расчетов. Было бы удобнее и экономичнее проводить расчеты аналитическим способом силами эксплуатирующей организации.

В работе [1] разработана методика оценки безопасности магистральных трубопроводов с V-образными концентраторами напряжений (в том числе и с стыковыми сварными соединениями со смещением кромок). Но данная методика была разработана для магистральных трубопроводов. Если адаптировать данную методику для вертикальных резервуаров, то будет разрешена описанная выше проблема. Решение этого вопроса поможет обеспечить безопасную эксплуатацию стальных вертикальных резервуаров с понтоном (РВСП) и минимизировать риск возникновения аварий, что, в свою очередь, позволит сэкономить значительные финансовые ресурсы, требуемые для ремонтных и демонтажных работ.

Список использованных источников

1. Гумеров А.К. Совершенствование методов оценки безопасности магистральных трубопроводов с V-образными концентраторами напряжений: дис. ... канд. тех. наук 25.00.19, 05.26.03 / Гумеров А.К. – Уфа, 2009. – 149 с.

ГЕООБСЛЕДОВАНИЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

Д.О. Турятко, М.И. Султанов, И.Ф. Музафаров

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Наземные обследования линейной части магистральных трубопроводов (ЛЧ МТ) необходимы для выявления экзогенно-геологических процессов (ЭГП) способных привести к негативным последствиям в процессе эксплуатации трубопровода. В процессе обследования специалисты визуально осматривают территорию, фиксируют нарушения с указанием координат, определенных с использованием GPS-навигатора, после чего оформляется подробный акт по каждому объекту с указанием ЭГП.

В настоящее время, сотрудники нефтяных компаний, при диагностировании ЛЧ МТ на предмет ЭГП используют в своей работе: ручку, блокнот, камеру, GPS-навигатор. После возвращения с ЛЧ МТ в офис выполняется камеральная обработка полученных результатов с оформлением отчета.

Имеющееся решение не является оптимальным, так как существует возможность с помощью программных средств автоматизировать процессы сбора информации, её камеральной обработки и формирование отчета – цель выполняемой работы.

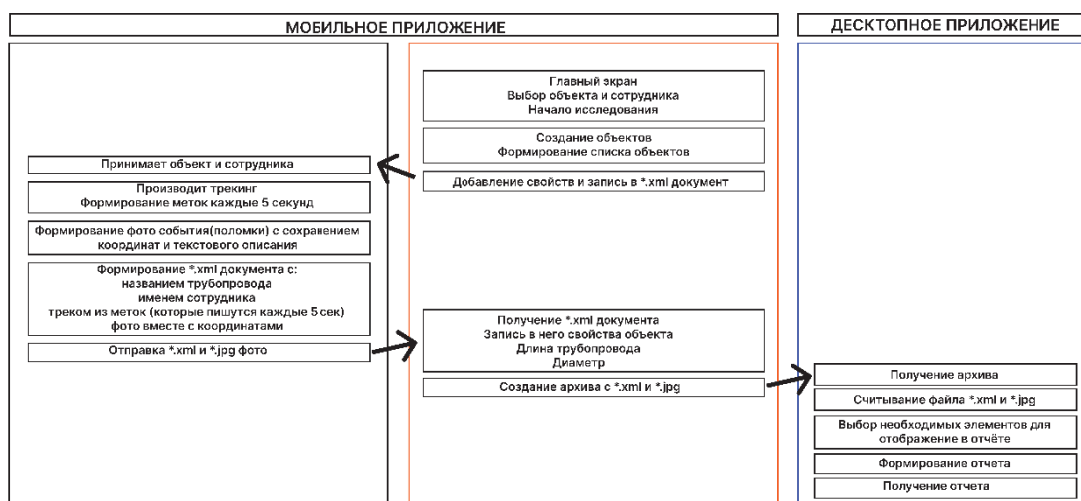


Рисунок 1. Схема взаимодействия мобильного и десктопного приложений

В связи чем было принято решение о разработке специализированного мобильного приложения, которое бы объединяло в себе информацию о самом объекте (трубопроводе), карту местности для удобного построения маршрута, автоматическое проставление меток (информации о геолокации) на карте и сохранение фотографий дефектов в едином хранилище. Это позволило бы значительно упростить процесс сбора и хранения данных, сделав его более удобным и эффективным. Учитывая ограничения мобильного приложения, возникла необходимость в разработке десктопного приложения, которое бы связывало информацию, собранную сотрудником по ЛЧ МТ, в единую систему (рисунок 1).

Основные функции и возможности Desktop-приложения:

1. Загрузка и обработка архивов:

Приложение предоставляет пользователям возможность загружать архивы, содержащие файлы различных форматов, включая XML и изображения. После загрузки архив автоматически распаковывается, и его содержимое анализируется для дальнейшей обработки.

2. Анализ XML-данных:

Основным источником информации для приложения являются XML-файлы, содержащие детальные данные о состоянии трубопроводов, включая:

- a. Сегменты трубопровода: Информация о различных сегментах трубопровода, их протяженности и технических характеристиках;
- b. Дефекты: Описание дефектов, их местоположение, длина и другие параметры, необходимые для оценки состояния трубопровода;
- c. Изображения: Ссылки на изображения, связанные с дефектами, включая координаты широты и долготы, что позволяет точно локализовать проблемные участки;
- d. Сотрудники: Данные о сотрудниках, участвующих в мониторинге и обслуживании трубопровода, включая информацию о проведенных обследованиях и выявленных дефектах;
- e. Местоположение: Информация о городах, РНУ, НПС, участках и других географических данных, необходимых для комплексного анализа состояния трубопровода.

3. Визуализация данных:

Приложение предоставляет удобный интерфейс для визуализации данных:

- a. Дерево элементов: Иерархическое представление данных из XML-файла с возможностью раскрытия и свертывания узлов;
- b. Чекбоксы: Возможность выбора элементов для дальнейшего анализа и документирования;
- c. Отображение изображений: при выборе элемента дерева, связанные с ним изображения отображаются в правой панели приложения.

4. Автоматическое создание отчетов:

Одной из ключевых функций приложения является автоматическое создание отчетов на основе выбранных данных.

Таким образом, за счет использования разработанного программного обеспечения, время на формирование отчетных материалов по результатам обследования снизилось на 35%.

Список использованных источников

1. Васильев, В. И. Разработка мобильных приложений на Android. — СПб.: Питер, 2018. — 416 с. (дата обращения 22.06.2024).
2. Григорьев, В.В. Магистральные трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация. — М.: Недра, 2015. — 320 с. (дата обращения 22.06.2024).
3. Скоробогатов, В.В. Python. Разработка приложений с графическим интерфейсом. — М.: ДМК Пресс, 2016. — 320 с. (дата обращения 22.06.2024).

УДК 622.692.4

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Р.Р. Уликанов

ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Современный этап развития техники и технологий трубопроводного транспорта характеризуется широким внедрением цифровых решений способных в большей степени автоматизировать технологический процесс перекачки углеводородов.

При этом наиболее важное значение приобретают исследования, направленные на создание алгоритмов на базе математических моделей разнообразных физических процессов, позволяющие по набору диагностических признаков идентифицировать причину возникновения событий.

На текущий момент в области трубопроводного транспорта отсутствуют технические решения по комплексной идентификации событий, вызывающих возмущение потока перекачиваемой жидкости, в связи с чем данное направление исследований является актуальным.

В работе представлены следующие результаты: выполнена физическая постановка задачи движения возмущения давления внутри трубопровода перекачивающего жидкость, математически обоснована возможность построения системы гидравлической диагностики магистральных трубопроводов, сформулирована методика по идентификации событий, определены направления для дальнейших исследований.

Физическая постановка задачи: пусть задан трубопровод, произвольной конфигурации, осуществляющий перекачку жидкости на квазистационарном режиме работы, внутренний диаметр, реологические свойства жидкости, характеристики насосов, механические свойства стенки трубопровода заданы. Трубопровод оснащен одним датчиком давления в точке с координатой x_1 , который фиксирует внутреннее давление $P_1(t)$.

Для описания изменений параметров волны давления Л.С. Лейбензоном, И.А. Чарным получены уравнения (1) для линеаризованной постановки задачи движения скачка давления по трубопроводу.

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}(P_1 - c\rho_{\text{атм}}v_1) = \lambda_1(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{c\rho_{\text{атм}}v_1|v_1|}{2} + c\rho_{\text{атм}}g \frac{dz}{dx} \\ \frac{d}{dt}(P_2 - c\rho_{\text{атм}}v_2) = \lambda_2(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{c\rho_{\text{атм}}v_2|v_2|}{2} + c\rho_{\text{атм}}g \frac{dz}{dx} \\ P_1 - P_2 = -c\rho_{\text{атм}}(v_1 - v_2) \end{cases} \quad (1)$$

где, P – давление, t – время, $\rho_{\text{атм}}$ – плотность, c – скорость распространения волны давления в среде, v – скорость движения среды, x – координата, отсчитываемая вдоль оси трубопровода, λ – коэффициент гидравлического сопротивления, Re – число Рейнольдса, ε – эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубопровода, D – внутренний диаметр трубопровода, g – ускорение свободного падения, z – высотная отметка трубопровода.

Принятые допущения: жидкость считается сплошной средой, непрерывным образом заполняющая все сечение трубопровода; процесс изотермический; жидкость слабо сжимаема, изменение плотности и площади сечения трубопровода много меньше их номинальных значений.

Для определения неизвестной функций (1) $P(t)$, данная система требует начальных и краевых условий, которые определяются исходя из имеющейся об объекте технологической информации о давлении и расходе в начале и конце трубопровода.

Для случая работы трубопровода с утечкой жидкости, в работе [1,2] получено решение:

$$x^* = x_1 + \frac{\ln(\frac{\Delta P^*}{\Delta P_1})}{\gamma} \quad (2)$$

где, x^* -координата источника возмущения, x_1 - координата установки датчика давления, ΔP_1 – амплитуда возмущения давления зафиксированная датчиком давления, ΔP^* - первоначальная амплитуда возмущения, γ - коэффициент затухания.

В работе [3] показано, что параметр входящий в (2) ΔP^* - диагностический признак возникновения события, который поддается определению.

Таким образом, после определения x^* , возможно идентифицировать возникновение следующих событий:

1) Аварийные ситуации: утечка жидкости, гидравлический удар, застревание внутритрубного снаряда, очистного устройства, герметизатора, засорение фильтра грязеуловителя;

2) Технологические воздействия: движение внутритрубного снаряда, очистного устройства, герметизатора; остановка или пуск насосного агрегата; открытие или закрытие запорной арматуры; работа системы автоматического регулирования давления, системы предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления; путевой сброс или подкачка продукта;

3) Идентификация внутритрубных осложнений трубопровода: газовоздушные скопления, водные скопления, асфальтосмолопарафиновые отложения;

4) Идентификации состояния основного оборудования: магистральный насос, подпорный насос, фильтра грязеуловители, системы автоматического

регулирования давления, системы предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления.

Список использованных источников

1. Уликанов Р.Р., Киреев В.Н., Ковалева Л.А. Моделирование процесса распространения возмущения в трубопроводе, вызванного утечкой перекачиваемой жидкости // Процессы в геосредах, 2023. – №3. – С. 2101-2106.
2. Уликанов Р.Р., Киреев В.Н., Ковалева Л.А. Анализ фронта волны давления для определения местоположения утечки жидкости в трубопроводе // Вестник Башкирского университета, 2023. Т.28 №1 С. 4-9;
3. Уликанов Р.Р., Киреев В.Н., Ковалева Л.А. Экспериментальное исследование динамических возмущений давления в цилиндрических трубах, заполненных жидкостью // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика, 2024. – Т.10 №1 (37) – С.88-103.

УДК 622.692

УПРАВЛЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ УМНОГО ИНСПЕКЦИОННОГО ПОРШНЯ: ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНСПЕКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

А.Т. Утман, М. Момени

*Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы,
Москва, Россия*

Целостность трубопроводов имеет критическое значение для нефтегазовой отрасли, так как невыявленные проблемы могут привести к дорогостоящим ремонтам, экологическим рискам и простою в работе. В данном исследовании рассматривается роль технологии умного инспекционного

поршня в повышении эффективности инспекции и технического обслуживания трубопроводов с акцентом на обнаружение и предотвращение коррозии, трещин и деформаций. Использование передовых сенсоров и аналитики данных позволяет умному инспекционному поршню обеспечивать более надежную и точную альтернативу традиционным методам инспекции, что в конечном итоге способствует увеличению срока службы трубопроводов, снижению затрат на обслуживание и повышению безопасности. В исследовании представлены как текущие приложения, так и перспективные инновации в области умного инспекционного поршня, с целью определения наилучших практик для эффективного управления целостностью трубопроводов.

В нефтегазовом секторе трубопроводы являются важной частью инфраструктуры, обеспечивая транспортировку ресурсов на большие расстояния в различных условиях окружающей среды. Аварии на трубопроводах, вызванные коррозией, механическими повреждениями и структурными деформациями, создают значительные проблемы. Традиционные методы инспекции, хотя и полезны, часто не обладают необходимой точностью для выявления проблем на ранних стадиях. Развитие технологии умного инспекционного поршня, использующей высокоразрешающие сенсоры и аналитику данных в режиме реального времени, предлагает трансформационный подход к инспекции трубопроводов. В данной работе рассматриваются приложения умного инспекционного поршня и оценивается его эффективность в обнаружении и устранении угроз для целостности трубопроводов.

Обзор литературы

1. Проблемы целостности трубопроводов: Трубопроводы постоянно подвергаются угрозам внутренней и внешней коррозии, механическим нагрузкам и воздействию окружающей среды. Эффективная инспекция и обслуживание необходимы для продления срока службы трубопроводов и обеспечения безопасности эксплуатации (Смит и Джонс, 2020).

2. Традиционный инспекционный поршень vs. Умный инспекционный поршень: Традиционные методы инспекции поршнями имеют ограничения в обнаружении определенных дефектов, особенно в сложных сетях трубопроводов. Умный поршень интегрирует сенсоры, способные обнаруживать даже небольшие деформации, предоставляя исчерпывающие данные для принятия решений по техническому обслуживанию (Андерсон, 2019).

3. Технологии и аналитика данных в умном поршне: Недавние разработки в области сенсорных технологий, особенно магнитного потока и ультразвуковых сенсоров, позволяют улучшить обнаружение аномалий трубопроводов. Дополнительно, модели машинного обучения улучшили возможности анализа данных, позволяя более точно идентифицировать потенциальные угрозы (Ли и Кумар, 2021).

Методология

В этом исследовании был проведен сравнительный анализ данных инспекции трубопроводов, полученных с помощью умного поршня и традиционных методов. Данные собирались в течение 12 месяцев с трубопроводов различной длины и материалов. Исследование сосредоточено на трех основных показателях: точность обнаружения, эффективность обслуживания и экономическая эффективность. Были развернуты устройства умного поршня с магнитным потоком и ультразвуковыми сенсорами, а данные анализировались с использованием продвинутых алгоритмов обработки данных для оценки обнаружения дефектов и состояния трубопровода.

Результаты

Таблица 1. Сравнительный анализ умного и традиционного инспекционного поршня

Метод инспекции	Точность обнаружения(%)	Средняя стоимостьобслуживани (USD/км)	Время простоя (часы)
Традиционны поршень	72%	\$2,500	48
Умный поршень	95%	\$1,700	24

- Точность обнаружения: Умный поршень показал 95% точность обнаружения, что значительно выше, чем 72% у традиционного метода поршня.
- Стоимость обслуживания: Затраты на обслуживание были снижены примерно на 32% благодаря более точному выявлению дефектов и снижению необходимости в обширных ремонтах.
- Время простоя: Умный поршень сократил время простоя вдвое, в среднем 24 часа по сравнению с 48 часами, необходимыми для традиционных инспекций.

Обсуждение

Технология умного поршня предоставляет несколько преимуществ по сравнению с традиционным поршнем, главным образом в точности обнаружения и снижении затрат на обслуживание. Использование сенсоров магнитного потока и ультразвука позволяет с высокой точностью выявлять микродефекты и коррозию, которые часто не видны традиционными методами. Кроме того, интеграция алгоритмов машинного обучения позволяет выявлять закономерности и тренды в состоянии трубопровода, предлагая прогнозные сведения, которые улучшают стратегии профилактического обслуживания.

Заключение

Внедрение технологии умного поршня в управление целостностью трубопроводов демонстрирует значительное улучшение в точности инспекции и эффективности обслуживания. Сокращая время простоя и минимизируя

затраты на обслуживание, умный поршень поддерживает более устойчивую и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Список использованных источников

1. Андерсон, Р. (2019). Технологии инспекции трубопроводов. Oil & Gas Journal, 15(4), 145-162.
2. Ли, Дж., и Кумар, С. (2021). Продвинутая аналитика данных в мониторинге трубопроводов. Journal of Pipeline Integrity, 7(3), 98-113.
3. Смит, Д., и Джонс, А. (2020). Проблемы в управлении целостностью трубопроводов. Energy Journal, 12(5), 78-90.

УДК 622.692.2:622.692.4

ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Д.А. Федорин, Р.Н. Бахтизин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Магистральные трубопроводы (МТ) и стальные вертикальные резервуары (РВС) являются основными объектами в системе транспорта и хранения углеводородов. Задача обеспечения безопасности таких объектов является приоритетной на всех этапах их жизненных циклов. Обеспечить требуемый уровень безопасности возможно только соблюдая все предписанные законодательством и нормативными документами требования. Однако, из-за наличия определенных обстоятельств, например, стесненных условий при проектировании, уменьшения глубины заложения в процессе эксплуатации, строительства дополнительных сооружений на ненормативном расстоянии и многих других, это не всегда представляется возможным. В таких случаях,

согласно нормативно-технической документации, необходимо разрабатывать компенсирующие эти отступления мероприятия.

Для ускорения процесса разработки компенсирующих мероприятий (КМ) авторами предлагается использовать разработанный специализированный программный комплекс, который является передовым инструментом для оптимизации процессов проектирования МТ и РВС. Этот комплекс был создан с целью значительного сокращения времени, необходимого для подбора КМ, за счет использования уникальной базы данных, которая включает в себя сведения о ранее разработанных и успешно внедренных мерах. В основе базы лежат разработанные ранее авторами классификаторы [1], которые позволяют структурировать информацию таким образом, что все мероприятия разделены на независимые признаки, что обеспечивает возможность быстрого и точного поиска подходящих решений.

Анализируя данные по множеству критериев, программа способна обеспечить высокий уровень точности при подборе необходимых КМ, что существенно снижает вероятность ошибок и увеличивает эффективность всего процесса проектирования и эксплуатации. Применение этой программы также ведет к снижению затрат на реализацию проектов благодаря более рациональному использованию ресурсов и повышению уровня безопасности, что особенно важно в условиях высокой опасности возникновения аварийных ситуаций.

Список использованных источников

1. Разработка классификаторов отступлений от требований нормативных документов нефтегазовой сферы и компенсирующих мероприятий / Д. А. Федорин, Р. Н. Бахтизин, С. М. Исмагилова, Л. М. Сунагатова // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 2. – С. 133-140. – DOI 10.17122/ngdelo-2024-2-133-140. – EDN IIGPYR.

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Д.А. Фаттахов¹, Г.М. Шарафутдинова², В.Б. Барахнина², Е.М. Исмаилова²

*¹Казанский национальный исследовательский технологический университет,
Казань, Россия*

*²Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Уфа, Россия*

При транспорте попутного природного газа предупреждение аварий от помпажа компрессора требует комплексного подхода, включающего технические меры, обучение персонала и использование современных систем контроля [1]. Это поможет обеспечить безопасную и надежную работу компрессорных станций (КС) и минимизировать риски аварийных ситуаций [3].

Целью исследовательской работы явилась разработка и внедрение системы антипомпажного регулирования газоперекачивающего агрегата (ГПА) на основе показаний температуры перекачиваемого природного газа. Эта система будет предоставлять управление работой ГПА, основанное на данных о температуре перекачиваемого газа с целью предотвращения помпажа и повышения безопасности эксплуатации газотурбинной установки.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи: сравнительный анализ теоретических и практических аспектов управления безопасностью технологических процессов при сборе и использовании попутного нефтяного газа в ПАО «Сургутнефтегаз»; анализ причин аварий при эксплуатации газоперекачивающего оборудования; разработка рекомендаций по повышению безопасности эксплуатации газотурбинного оборудования.

Объект исследования — газотурбинная электростанция (в ведении управления по внутрипромысловому сбору и использованию нефтяного газа ПАО «Сургутнефтегаз»).

Предмет исследования – повышение безопасности эксплуатации газотурбинной установки.

В работе был проведен патентный поиск антипампажных клапанов (АПК), результат которого приведены в таблице 1.

Таблица 1. Сравнительный анализ антипампажных клапанов

Клапан	Преимущества	Недостатки
АПК по патенту RU 209 969 U1 [4]	Минимальная экологическая опасность, низкая взрывопожароопасность, отсутствие негерметичного штокового сальникового узла, улучшенная надежность работы, малые габариты и вес пневмопривода, технологической схемой не предусмотрен узел подготовки газа	Необходимость проведения дополнительных испытаний и исследований
АПК по патенту RU 103 878 U1 [5]	Низкая взрывопожароопасность, улучшенная надежность работы, невзрывопожароопасная рабочая жидкость, использование гидроцилиндра с замкнутой автономной гидросистемой питания	Влияние температуры окружающей среды на работу клапана
Антипомпажный клапан MOKVELD [2]	Высокая надежность и точность работы, долгий срок службы, широкий диапазон рабочих параметров	Большие габариты и вес

С учетом этих факторов (таблица 1), антипомпажный клапан по патенту RU 209 969 U1 можно рассматривать как лучшую разработку из представленных, так как он обладает низкой взрывопожароопасностью, улучшенной надежностью работы и компактными габаритами.

Внедрение инновационной системы антипомпажного регулирования на основе показаний температуры перекачиваемого газа позволяет решить следующие проблемы.

1. Использование показаний температуры позволяет автоматически реагировать на изменения в системе, устраняя необходимость постоянного присутствия операторов. Это повышает оперативность реакции и снижает риск человеческих ошибок.

2. Регулирование работы агрегатов на основе температуры позволяет поддерживать более стабильные условия работы и предотвращать нарушение

режима всей системы. Это способствует более плавной и безопасной эксплуатации.

3. Мониторинг температуры позволяет выявлять потенциальные проблемы и риски помпажа на ранних этапах, что позволяет предпринять соответствующие меры до того, как ситуация станет критической.

Использование показаний температуры газа как основы для антипомпажного регулирования ГПА оказалось новым и эффективным подходом к повышению безопасности эксплуатации. Этот подход позволяет предотвратить риск возникновения помпажа, что может привести к серьезным проблемам в трубопроводном транспорте природного газа.

Это даст возможность не просто повысить уровень безопасности эксплуатации газотурбинных установок, но и оптимизировать их работу, обеспечив высокий уровень эффективности и надежности транспортировки газа, что критически важно для энергетической безопасности и экономической стабильности.

Список использованных источников

1. Валикжанин Д.Ю., Киреев И.Р., Абдрахманов Н.Х. и др. Основы системного обеспечения промышленной и экологической безопасности транспорта природного газа. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2023. – 174 с.
2. Евсиков В.Е. Антипомпажный клапан осевого потока: Пат. РФ №2267680 от 28.05.2004; ООО Научно-производительный центр «АНОД». – 7с.
3. Саяпов А.В., Исмагилов М.И., Барахнина В.Б. Анализ современных методов дистанционного контроля состояния запорной арматуры магистральных газопроводов. Современные технологии: достижения и инновации – 2023. В 2 ч./ Часть 1: Сборник материалов Всероссийской молодежной научно-практической конференции – Уфа: Изд-во «УГНТУ», 2023. – С. 76-78.
4. Удалов А.И. Антипомпажный клапан осевого потока. Пат. РФ №209969 от 24.03.2022; ООО «Центр комплексного инжиниринга». – 7с.
5. Удалов А.И., Антипомпажный клапан осевого потока. Пат. РФ №103878 от 27.04.2011; Закрытое акционерное общество «АНОД». – 6 с.

АВТОНОМНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ С ПОМОЩЬЮ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Д. Р. Хабибуллин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Системы автономного энергоснабжения для газораспределительных станций (ГРС) позволяют обеспечить независимость от централизованных электрических сетей, что критично для удалённых объектов. Использование альтернативных источников энергии, таких как солнечная и ветровая, снижает расходы и уменьшает выбросы углерода, тем самым минимизируя воздействие на окружающую среду. Интеграция этих источников повышает надёжность энергоснабжения в условиях климатических изменений и нестабильности в сетях.

Кроме того, автономное энергоснабжение с использованием альтернативных источников снижает зависимость от внешних поставок энергии, что способствует повышению энергетической безопасности и устойчивости газораспределительных станций. Современные технологии, такие как накопители энергии и системы управления, позволяют оптимизировать использование выработанной энергии, аккумулируя её избыток для последующего использования в периоды пониженной генерации.

Среди наиболее перспективных технологий для автономного энергоснабжения ГРС выделяются солнечные фотоэлектрические панели и ветрогенераторы, которые могут работать независимо или в гибридных системах. Гибридные системы, объединяющие несколько видов возобновляемых источников, позволяют нивелировать сезонные и погодные колебания в производстве энергии, обеспечивая стабильное энергоснабжение в течение года. Например, солнечная энергия может быть эффективна в летние

месяцы, а ветрогенераторы могут обеспечивать необходимую мощность в периоды низкой солнечной активности.

Использование возобновляемых источников для автономного энергоснабжения газораспределительных станций (ГРС) даёт ощутимый экономический эффект. Например, установка солнечных панелей мощностью 50 кВт позволяет ГРС вырабатывать около 70 000 кВт·ч электроэнергии в год, что эквивалентно снижению углеродных выбросов на 35–40 тонн CO₂ ежегодно. При этом окупаемость солнечных и ветровых систем для ГРС, в зависимости от региона, составляет от 5 до 7 лет, после чего расходы на электроэнергию сокращаются до минимума.

Ветрогенераторы также могут существенно дополнить энергоснабжение: установка ветряных турбин мощностью 30 кВт может обеспечить в среднем около 90 000 кВт·ч энергии в год, в зависимости от климатических условий. Гибридные системы, которые объединяют солнечные панели и ветряные турбины, особенно эффективны в регионах с разными погодными условиями в течение года. В этом случае возможна генерация до 150 000 кВт·ч в год на одну станцию, что позволяет обеспечить полную автономность ГРС и даже создать резервную мощность.

Таблица 1. Сравнительная характеристика альтернативных источников энергии по результатам расчета

Источник энергии	Мощность установки, кВт	Коэффициент использования	Выработка энергии, кВт·ч/год	Срок службы, лет	Выбросы CO ₂ , кг/год
Солнечная энергия	10	0,15	13,140	25	0
Ветроэнергетика	10	0,35	30,660	20	0
Гидроэнергетика	10	0,5	43,800	50	0
Геотермальная энергетика	10	0,7	61,320	30	0
Биомасса	10	0,6	52,560	20	500
Водородные топливные элементы	10	0,8	70,080	15	0

Технологии накопления энергии также стремительно развиваются: современные литий-ионные аккумуляторы позволяют хранить от 10 до 20 кВт·ч энергии при высокой степени надёжности и сроке службы до 15 лет. Это означает, что ГРС может не только накапливать избыточную энергию в периоды высокой солнечной или ветровой активности, но и использовать её в ночное время или в периоды неблагоприятной погоды. В результате таких решений можно сократить эксплуатационные затраты на энергоснабжение станции до 30–50% по сравнению с использованием традиционных источников.

Таким образом, переход ГРС на автономное энергоснабжение с применением возобновляемых источников позволяет снизить затраты на электроэнергию, обеспечить стабильность энергоснабжения, уменьшить выбросы углерода и повысить экологическую устойчивость.

Список использованных источников

1. Абрамов, М. П., & Ефремов, В. И. Альтернативные источники энергии: Применение и перспективы в России. Москва: Энергоиздат. – 2018. С. 45 – 72.
2. Сидоров, Л. А. Энергетика XXI века: технологии и решения для автономного энергоснабжения. СПб: Научный мир. – 2019. С. 130 – 150.
3. Белов, Р. Н. (2021). Гибридные системы энергоснабжения для удаленных объектов. М.: Технополис. – 2021. С. 60 – 95.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В СЕТЯХ С РАЗВЕТВЛЕННОЙ ТОПОЛОГИЕЙ

Р.Н. Хайрисламова, П. В. Виноградов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В настоящее время большой теоретический, а также прикладной интерес представляют газогидраты углеводородных газов, особенно метана. В нефтяной и газовой промышленности гидраты в основном являются негативным фактором[1]. Природные гидраты метана являются причиной аварийных ситуаций и экологических катастроф при добыче углеводородного сырья и транспорте газа по трубопроводам.

Для борьбы с гидратообразованием и предупреждения образования гидратов существует несколько способов, но самый эффективный из них – введение ингибитора гидратообразования. В настоящее время в России наиболее распространенным антигидратным реагентом является метанол. Он используется на всех газовых и газоконденсатных месторождениях как для предотвращения гидратообразования, так и для ликвидации образующихся гидратных отложений. Применение метанола связано с рядом положительных преимуществ, таких как высокая антигидратная активность, сохранение активности при низких температурах замерзания, низкая вязкость даже при экстремальных температурах, некоррозионность, а также низкой стоимостью и наличием развитой промышленной базы на территории России [2] .

Несмотря на значительный опыт использования метанола для предупреждения гидратообразования, остаются нерешенными проблемы, связанные с завышенным расходом метанола и получением продукции, не удовлетворяющей нормам по содержанию растворенного метанола.

Типовой газовый промысел подразумевает введение ингибитора как на отдельные скважины в рамках кустовой площадки, так и в суммарный поток продукции перед контуром низкотемпературной сепарации при его наличии. Ввиду этого имеется определенная вариативность по распределению ингибитора в ГСС, что позволяет рассматривать эту проблему как задачу многофакторной оптимизации. Критерием оптимальности при этом служит минимизация потерь энергии потока при соблюдении условия отсутствия гидратов во всех точках ГСС.

Для решения указанных проблем была сформирована синтетическая тестовая схема типового газового промысла в PIPESIM. В качестве модели многофазного потока использовалась стандартная корреляция OLGAS 2017.1 3-Phase HD, а сама сеть рассматривалась горизонтальной. Рассмотрены различные варианты подачи ингибитора: отдельно на каждую скважину пропорционально расходу продукции, на ближайшую к точке скважину и равномерно по всем узлам подачи.

В работе использовался некий синтетический газ, представленный легкими фракциями, способными образовывать гидраты: 95 % C1, 3 % C2, 2 % C3. Рассматривались варианты с различными значениями водогазового фактора (ВГФ). Расчетные расходы ингибитора рассчитывались в Multiflash. В качестве контрольных параметров использовались давление и температура на выходе сети. Основные результаты моделирования отражены в таблице 1.

Таблица 1. Основные результаты моделирования

ВГФ, г/м³	Метод подачи	p / p_{base}	t - t_{base}, °C
1	Ближайший узел	1	0
	Равномерно по всем узлам	1.00008	0.00813
	Пропорционально по всем узлам	1.00011	0.00868
10	Ближайший узел	1	0
	Равномерно по всем узлам	0.99795	0.06690
	Пропорционально по всем узлам	0.99802	0.06792
100	Ближайший узел	1	0
	Равномерно по всем узлам	0.98425	-0.21405
	Пропорционально по всем узлам	0.98754	-0.18739

Из анализа видно, что для потоков с малым расходом воды подача ингибитора на ближайший узел является менее выгодным мероприятием, нежели ингибирование непосредственно на кустовых площадках. Однако, выигрыш что по выходному давлению, что по температуре является незначительным и находится в пределах погрешности моделирования. При росте ВГФ происходит смещение оптимальной схемы ингибирования на ближайший узел, что особенно заметно для потоков со значительными расходами воды, поскольку в этом случае расход ингибитора возрастает пропорционально расходу воды и оказывает определенное влияние на динамику многофазного потока.

Таким образом, можно сделать вывод, что для потоков продукции с преимущественно конденсационной водой выбор схемы ингибирования должен определяться технологическими соображениями, а для потоков со значительными расходами воды – оптимальной является схема ингибирования через ближайший к защищаемой точке узел.

Список использованных источников

1. Шагапов, В.Ш. О механизмах роста гидратной оболочки на поверхности всплывающих газовых пузырьков / В.Ш. Шагапов, А.С. Чиглинцева, А.А. Русинов // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – 2015. – № 3(35). – С. 73-86. – DOI 10.17223/19988621/35/10
2. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа/ В.А. Истомин, В.Г. Квон. – М.: ИРЦ Газпром, 2004.-509 с.

УДК 697.9

ВКЛАД Н.Е. ЖУКОВСКОГО В ОБНАРУЖЕНИЕ УТЕЧЕК В ТРУБОПРОВОДАХ МЕТОДОМ СКАНИРУЮЩИХ ВОЛН

Б.Г. Харрасов, Р.Р. Ташбулатов, Ч.И. Нурмухамедов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Н.Е. Жуковский сделал важный вклад в теорию обнаружения утечек в трубопроводах, предложив метод, основанный на использовании сканирующих волн. Его работа стала значимым шагом в развитии методов диагностики трубопроводов. Суть метода Жуковского заключается в генерации волн давления (или "сканирующих волн") в трубопроводе, которые распространяются вдоль системы и взаимодействуют с её элементами, такими как утечки и дефекты. Взаимодействие волн с утечками вызывает отражения и изменения волнового фронта, по которым можно обнаружить и локализовать проблему.

Метод Жуковского основывается на теоретическом описании поведения волн в трубопроводе, через которые протекает жидкость. В нормальных условиях волны распространяются равномерно, но наличие утечек или других дефектов в трубе вызывает локальные изменения давления, которые

отражаются в виде "эхо-сигналов". Изучение отражённых сигналов позволяет оценить, где в системе находится дефект.

Для расчёта давления и других параметров Жуковский использовал свои известные уравнения гидравлического удара, которые можно адаптировать к задачам диагностики:

$$\Delta p = \rho \cdot c \cdot \Delta v$$

где: Δp – скачок давления, возникающий при прохождении волны через утечку,

ρ – плотность жидкости в трубопроводе,

c – скорость звука в среде (жидкости),

Δv – изменение скорости потока в области утечки.

Сканирующая волна создаётся посредством резкого изменения давления в трубопроводе, например, путём короткого открытия клапана или за счёт искусственного импульса давления. Волна распространяется вдоль трубопровода со скоростью, равной скорости звука в жидкости, и, достигая области утечки, взаимодействует с ней. При этом часть волны отражается обратно к источнику. По времени прихода отражённого сигнала можно рассчитать расстояние до утечки, так как оно определяется по формуле:

$$L = \frac{c \cdot t}{2}$$

где: L – расстояние до места утечки,

c – скорость звука в жидкости,

t – время задержки между отправкой импульса и приёмом отражённого сигнала.

Основной практический вклад Жуковского заключается в разработке метода оценки изменений давления для определения местоположения утечки. Его метод применим как для стационарных, так и для переменных условий потока, что делает его универсальным для различных типов трубопроводных систем. Например, если в трубе наблюдается неоднородность потока (из-за

утечки), то изменяются характеристики отражённого сигнала, такие как его амплитуда и фаза. Жуковский предложил измерять и анализировать эти параметры для обнаружения утечек даже в сложных условиях эксплуатации.

Работа Жуковского в области диагностики трубопроводов с использованием сканирующих волн стала основой для развития технологий неразрушающего контроля в трубопроводной промышленности. На основе его метода разработаны современные акустические и ультразвуковые системы, позволяющие точно выявлять утечки и определять их местоположение. Эти технологии активно применяются в нефтегазовой и коммунальной отраслях, так как они значительно снижают риски аварий и экономические потери.

Метод сканирующих волн Жуковского — это революционное инженерное решение, которое открыло новый подход к диагностике трубопроводов. Он заложил основы для комплексного мониторинга, что позволило снизить затраты на ремонт и эксплуатацию трубопроводов, а также повысить их надёжность и безопасность.

Список использованных источников

1. Жуковский Н.Е. О гидравлическом ударе в водопроводных трубах. — М.: Изд. Императорского Московского Технического Училища, 1898. — 36 с.
2. Чудинов С.М. Гидравлический удар и методы его регулирования в системах водоснабжения и теплоснабжения. — М.: Энергия, 1978. — 215 с.
3. Виноградов И.Н., Кузьмин М.Л. Теория и расчёт гидравлических ударов в трубопроводах. — Л.: Недра, 1986. — 272 с.
4. Воробьев А.П. Мониторинг состояния трубопроводов с использованием акустических методов. — СПб.: Гидропресс, 2003. — 184 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ ДЛЯ ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ

*Е.С. Харчиков, Е.П. Мироненко, А.Е. Сосулина, М.М. Бердник
Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы,
Москва, Россия*

Транспортировка нефтепродуктов представляет собой важный аспект энергетической инфраструктуры, влияющий на экономическое развитие стран и регионов. При этом важным критерием эффективности транспортировки является выбор надежных и устойчивых материалов, а также технологий, которые обеспечивают безопасность и минимизацию потерь. На сегодняшний день полимерные трубы становятся все более популярными в данной области благодаря своим уникальным свойствам, таким как коррозионная стойкость, легкость, гибкость и долговечность. В данной статье рассматриваются преимущества и недостатки применения полимерных труб для транспортировки нефтепродуктов, а также их влияние на эффективность данного процесса [1, 2].

Коррозионная стойкость: Полимерные трубы не подвержены коррозии, что делает их идеальными для транспортировки агрессивных жидкостей, таких как нефтепродукты. Это значительно увеличивает срок службы трубопроводов и снижает затраты на их обслуживание [3].

Легкость и удобство монтажа: Полимерные трубы обладают меньшим весом по сравнению с металлическими аналогами. Это упрощает транспортировку и установку, а также снижает затраты на строительные работы [1].

Гибкость: Полимерные материалы позволяют создавать гибкие трубопроводы, которые могут легко адаптироваться к различным условиям

эксплуатации, снижая риск повреждений при осадках или сдвигениях грунта [4].

Устойчивость к химическим воздействиям: Полимеры хорошо выдерживают воздействие различных химических веществ, что обеспечивает их надежность при перевозке нефтепродуктов [2].

Энергетическая эффективность: Полимерные трубы имеют меньший коэффициент трения, что позволяет снизить энергетические затраты на перекачку нефти и нефтепродуктов [3].

Температурные ограничения: Полимерные трубы имеют ограниченные возможности использования при высоких температурах. Это может стать проблемой в некоторых случаях, когда требуется транспортировка горячих нефтепродуктов [2].

Цена: Первоначальные инвестиции в установку полимерных труб могут быть выше, чем в случае использования традиционных металлических труб. Тем не менее, это окупается за счет долговечности и низкой стоимости обслуживания [4].

Уязвимость к механическим повреждениям: Полимерные трубы могут быть менее устойчивыми к механическим повреждениям, чем металлические, что требует применения дополнительных мер по защите трубопроводов [1].

Экономическая эффективность применения полимерных труб для транспортировки нефтепродуктов определяется их долговечностью, снижением затрат на обслуживание и увеличением производительности насосных станций. Использование полимерных труб позволяет снизить эксплуатационные затраты и минимизировать потери из-за утечек [3]. По информации ряда исследований, инвестиции в полимерные трубопроводы могут окупиться в течение 5-7 лет благодаря значительно меньшим затратам на техническое обслуживание и повышенной надежности [2].

Применение полимерных труб для транспортировки нефтепродуктов представляет собой перспективное решение, способствующее повышению эффективности данного процесса [5]. В сравнении с традиционными

металлическими трубами, полимерные трубы обеспечивают большую коррозионную стойкость, легкость и гибкость, что позволяет оптимизировать процесс транспортировки и снизить эксплуатационные затраты [1, 4]. Тем не менее, важно учитывать и некоторые ограничения, такие как температурные пределы и механическая прочность [2].

Таким образом, применение полимерных труб может стать важным элементом в стратегии модернизации систем транспортировки нефтепродуктов в контексте устойчивого развития и экономической эффективности [3].

Список использованных источников

1. Дендюх А. А., Попов И. И. Технические характеристики и преимущества полимерных труб // Издательство "Наука". М., 2020.
2. Смирнов В. Н. Эффективность применения полимерных материалов в трубопроводах // НГУ. Новосибирск, 2021.
3. Кузнецов И. С. Полимерные трубы: Сравнительный анализ с металлическими // УГТУ. Екатеринбург, 2019.
4. Тихонов А. М., Балабанов В. Р. Транспортировка нефтепродуктов: Современные технологии // Издательство "Энергия". СПб., 2023.
5. Анализ применения полимерных армированных труб на объектах промысловых и магистральных трубопроводов / Бердник М.М., Благинина М.Е. // Сборник: Перспективы развития геологии, горного и нефтегазового дела. материалы научно-практической конференции. Москва, 2023. С. 58-60.

ПОЛУЧЕНИЕ ПОЛИМЕРНОГО КОМПОНЕНТА ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НАПРЯМУЮ ИЗ ЭТИЛЕНА

И.И. Хасбиуллин, Ф.С. Зверев

ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

В составе современных суспензионных противотурбулентных присадок (ПТП), снижающих гидравлическое сопротивление при транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам, в качестве полимерного компонента находит применение высокомолекулярный сополимер альфа-олефинов. ПТП на основе сополимеров альфа-олефинов обладают конкурентными преимуществами перед традиционными ПТП на основе гомополимера: высокая противотурбулентная эффективность (до 60 % снижения гидравлического сопротивления), в т. ч. в углеводородных жидкостях с низкой температурой (ниже 7 °С) и утяжеленным составом [1, 2].

В России производство фракций линейных альфа-олефинов принадлежит СИБУРу, и в настоящее время на данный вид химической продукции ощущается острый дефицит. Высшие линейные альфа-олефины (гексен-1, октен-1, децен-1) привлекают интерес как ценные мономеры (сырьё) для организации современных и высокомаржинальных производств в полимерной промышленности. Единственным промышленно осуществимым методом синтеза этих мономеров является селективная или статистическая олигомеризация этилена под действием сложных гомогенных металлокомплексных катализаторов. На сегодняшний день существует огромное количество статей, посвященных тематике селективной олигомеризации этилена в высшие альфа-олефины [3]. Анализ научно-технической литературы в области каталитических систем олигомеризации этилена показывает, что по активности и селективности протекающей целевой реакции наиболее эффективными являются катализаторы на основе соединений

трёхвалентного хрома с высокоэффективными лигандами типа SNS, PNP и другой похожей структуры (каталитическая система 1: Cr(III)-SNS/ PNP + активатор). В свою очередь синтез из высших линейных альфа-олефинов перспективных полимерных материалов для применения в различных областях проводится за счет использования катализаторов Циглера–Натта различного типа и состава, в т.ч. титан-магниевого катализатора различного типа (каталитическая система 2: катализатор Циглера–Натта + активатор).

В работе [4] описаны исследования получения сверхвысокомолекулярных сополимеров альфа-олефинов напрямую из этилена при использовании тандемных каталитических систем, т.е. реакции олигомеризации и полимеризации проходят одновременно в одном реакторе или последовательно в разных реакторах (рисунок 1). Однако при этом по мнению исследователей может наблюдаться переменчивый успех как по каталитической активности, так и по стереорегулярности получаемого сополимера.

Тем не менее, концепция тандемной технологии получения полиальфаолефинов из этилена, т.е. последовательной двухстадийной технологии с использованием соответствующих каталитических систем и не требующей выделения и очистки промежуточных полупродуктов, является перспективным направлением, исключая зависимость от импортных альфа-олефинов при производстве ПТП. К тому же в России по прогнозам на период до 2030 года количество этилена с каждым годом будет увеличиваться за счет ввода новых мощностей установок пиролиза [5]. Например, в непосредственной близости к заводу ПАО «Транснефть» по производству ПТП, расположенному в ОЭЗ «Алабуга», в Нижнекамске в 2025 году планируется запуск этиленового комплекса ЭП-600.

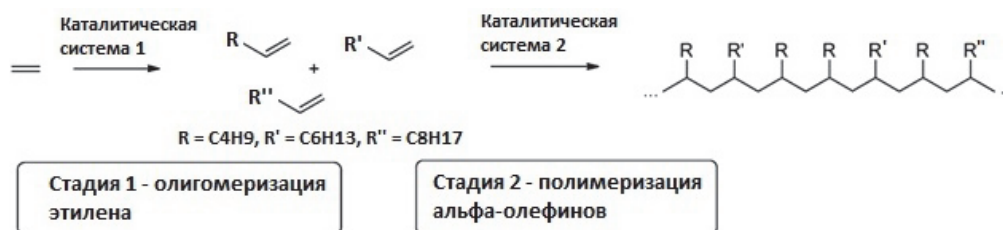


Рисунок 1. Тандемный синтез сополимеров альфа-олефинов

Предварительные результаты в области синтеза компонентов каталитических систем, получения смеси альфа-олефинов и гомо-/сополимеров на их основе, изучения параметров лабораторных и масштабированных процессов, наработки опытных образцов ПТП с конкурентной противотурбулентной эффективностью внушают оптимистичные надежды реализации тандемной технологии получения полимерного компонента ПТП напрямую из этилена в промышленном масштабе, что также, безусловно, будет способствовать развитию мало- и среднетоннажной химии.

Список использованных источников

1. Валиев М.И., Хасбиуллин И.И., Казаков В.В. Особенности применения противотурбулентных присадок на основе полиальфаолефинов при различной температуре нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. №5 (25). С. 32-37.
2. Ивченко П.В., Нифантьев И.Э., Тавторкин А.В. Полиолефиновые противотурбулентные присадки (обзор) // Нефтехимия. 2016. №6 (56). С. 553-567.
3. Алферов К.А., Бабенко И.А., Белов Г.П. Новые каталитические системы на основе соединений хрома для селективного синтеза гексена-1 и октена-1 // Нефтехимия. 2017. №1(57). С. 3-32.
4. Nifant'ev I.E., Tavgorkin A.N., Vinogradov A.A., Korchagina S.A., Chinova M.S., Borisov R.S., Artem'ev G.A., Ivchenko P.V. Tandem synthesis of ultra-high molecular weight drag reducing poly- α -olefins for low-temperature pipeline transportation // Polymers. 2021. V.13 (22). P. 3930.
5. Музафарова А.Р., Шайхутдинова Ф.Н., Котова Н.В. Некоторые аспекты развития этиленового комплекса в России // Вестник Казанского технологического университета. 2016. №13 (19). С. 77-80.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ДЕФЕКТОВ ТИПА КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ НА ГАЗОПРОВОДЕ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА С ЦЕЛЬЮ КАТЕГОРИРОВАНИЯ И ОТБРАКОВКИ

Д.А. Хлюстов, Н.А. Гаррис

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Эффективная и безопасная эксплуатация магистральных газопроводов — важнейшая задача для газотранспортного предприятия [1].

Для обеспечения требуемого уровня надежности магистральных газопроводов, изолированных преимущественно пленочными защитными покрытиями трассового нанесения, средний срок службы которых составлял 10 лет [2], реализуются периодические мероприятия по техническому внутритрубному диагностированию с последующим выборочным ремонтом труб, наиболее поврежденных коррозионным растрескиванием под напряжением участков магистральных газопроводов. Внутритрубная диагностика не обеспечивает с приемлемой достоверностью выявление трещин, глубиной менее 10-15% от номинальной толщины стенки трубы, поэтому большинство дефектов типа коррозионным растрескиванием под напряжением такой глубины остаются в газопроводе после плановой внутритрубной диагностики.

До настоящего времени при выборочном ремонте участка газопровода с выявленными при проведении дополнительного диагностического контроля в шурфах повреждениями типа коррозионного растрескивания под напряжением независимо от их геометрических параметров требовалось проводить контролируемую шлифовку, либо полную замену трубы, что приводило к значительному увеличению затрат при ремонте действующих магистральных газопроводов.

Сегодня с целью оценки работоспособности и ремонтпригодности труб с поверхностными дефектами в соответствии с Стандартом [3] есть условия, при которых возможно определить ремонтпригодность трубы, либо оставить ее в дальнейшей эксплуатации без дополнительных мероприятий по ремонту.

В соответствии с Стандартом [3] дефект типа коррозионного растрескивания под напряжением глубиной до 10% не опасен до следующего внутритрубного технического диагностирования и в связи с чем такой дефект остается в дальнейшей эксплуатации.

Замене, или ремонту врезкой катушки, подлежат трубы, содержащие поверхностные дефекты (единичные трещины, дефекты коррозионным растрескиванием под напряжением), минимальная остаточная толщина стенки которых в зоне дефекта $t_{ост}$ составляет менее 70% от расчетной толщины стенки трубы t_p . Замену труб, или ремонт врезкой катушки, выполняют вне зависимости от длины и ширины дефекта.

Ремонтпригодность трубы с одиночным поверхностным дефектом или дефектной областью длиной L , мм, на расстоянии не менее 50 мм от заводских сварных швов и/или на расстоянии не менее 100 мм от кольцевых сварных стыков, относят к незначительным повреждениям и определяют по условию:

$$t_{ост} \geq (1 - [\omega]_{вр}^B) \cdot t_p \cdot \frac{Q-1}{Q-(1-[\omega]_{вр}^B)} \quad (1)$$

где $t_{ост}$ - остаточная толщина стенки трубы, мм;

$[\omega]_{вр}^B$ - допустимое значение параметра поврежденности трубы с поверхностными дефектами при выборочном ремонте;

t_p - расчетная толщина стенки трубы, мм;

Q – параметр, учитывающий длину дефекта;

Параметр Q , учитывающий длину дефекта L , мм, вычисляют по формуле:

$$Q = \sqrt{a + c_2 \cdot L^2 / (D_n \cdot t_p)} \quad (2)$$

где a - числовой коэффициент, принимаемый равным 1;

c - числовой коэффициент, принимаемый равным 3;

L - длина дефекта, мм;

D_n - номинальный наружный диаметр трубы, мм;

t_p - расчетная толщина стенки трубы, мм.

Максимально допустимое значение параметра поврежденности трубы $[\omega]_{вр}^B$, вычисляют по формуле:

$$[\omega]_{вр}^B = a - \frac{k_1 \cdot (a + c_6 \cdot k_{II})}{K_\phi \cdot (k_1 + c_6)} \quad (3)$$

где k_I – коэффициент надежности по материалу;

k_{II} – коэффициент перегрузки;

k_ϕ - расчетное значение фактического коэффициента запаса бездефектной трубы;

c_6 – числовой коэффициент, принимаемый равным 1,2.

Значение коэффициента перегрузки k_{II} вычисляют по формуле:

$$k_{II} = \frac{n \cdot k_n}{m} \quad (4)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);

k_n – коэффициент надежности по назначению;

m – коэффициент условий работы.

Значения фактического коэффициента запаса бездефектной трубы K_ϕ вычисляют по формуле:

$$K_\phi = \frac{b \cdot t_\phi \sigma_b}{p \cdot (D_n - b \cdot t_\phi)} \quad (5)$$

где p – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

b – числовой коэффициент, принимаемый равным 2;

σ_b - нормативный предел прочности материала, МПа;

D_n - номинальный наружный диаметр трубы, мм.

Значение фактической толщины стенки t_ϕ определяют по результатам ультразвуковой толщинометрии. Измерения проводят на бездефектных участках поверхности основного металла труб в трех сечения – в двух на торцах и в одном сечении посередине трубы.

Таким образом, в случае, если условие по формуле (1) для одиночного дефекта или дефектной области выполняется, то трубу с дефектом или с дефектной областью относят к ремонтпригодной.

Список использованных источников

1. Гаррис Н.А. Почему катодная защита не срабатывает на газопроводах большого диаметра // Территория нефтегаз № 4, апрель. 2015. С. 66-72.
2. Р Газпром 2-2.3-609-2011. Определение критериев вывода в комплексный ремонт и сроков безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорной станции. – М.: Газпром «Экспо», 2011. – 76 с.
3. СТО Газпром 27.3-2.2-006-2023. «Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте линейной части магистральных трубопроводов». – Санкт-Петербург: Газпром «Экспо», 2023. – 89 с.

УДК 622.692.4.076.620.193.197

К ВОПРОСУ ОБ ОЦЕНКЕ СТОЙКОСТИ МАТЕРИАЛОВ АДДИТИВНОГО ПРОИЗВОДСТВА К ВОЗДЕЙСТВИЮ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Г.П. Хованов, А.А. Кузнецов, Н.Н. Хафизов

ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Для достижения высоких показателей эффективности решения производственных задач по контролю за движением нефти и нефтепродуктов (далее - Н и НП) и оценке качественных характеристик транспортируемого продукта на объектах МН и МНПП, возникает необходимость своевременного обеспечения материальными и техническими ресурсами (далее – МТР),

запасными частями для выполнения технического обслуживания и текущего ремонта (далее – ТО и ТР) различного оборудования (в том числе узлы и механизмы, а также отдельные агрегаты, на пример приточно-вытяжные вентиляторные агрегаты, применяемые для обеспечения работы в блоках измерения качества Н и НП).

В современных условиях санкционного давления и необходимости изменения логистических подходов к обеспечению МТР для различного оборудования в том числе и для своевременной организации ТО и ТР актуальной становится задача оперативного обеспечения запасными частями и оснасткой различного оборудования непосредственно на месте производства работ, с минимизацией фактических затрат (временных и финансовых).

Одним из перспективных способов, который в ближайшем будущем может обеспечить решение данной задачи, является применение комплекса аддитивных (в том числе, сопутствующих) технологии, позволяющих повысить скорость и качество разработки конечного изделия, а также его восстановление на основе данных о части изделия или разработку изделия с повышенными показателями качества в сравнении с оригиналом.

В качестве примера представлены образцы и детали, спроектированные в отечественном программном комплексе КОМПАС-3D и изготовленные с применением материалов отечественного завода (в качестве исходных материалов будут применяться филаменты из ABS, PLA, PETG и PC пластика, а в качестве способа изготовления – FDM печать на 3-D принтере).

В рамках дальнейших исследований планируется выполнить следующие работы:

- визуальный входной контроль образцов;
- размещение образцов в нефти / чистом нефтепродукте с статической выдержкой и периодическим контролем внешнего вида, массогабаритных показателей;
- итоговый контроль установленных параметров методами неразрушающего и разрушающего контроля в сравнении с образцами

свидетелями, размещенными в аналогичных условиях (емкость без нефти / нефтепродукта).

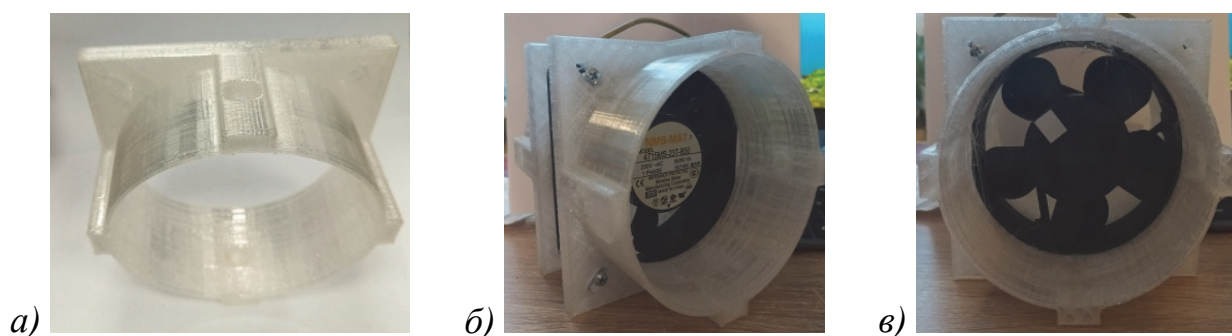


Рисунок 1. Внешний вид корпуса и вариант монтажа для исследований динамических характеристик, где (а) – полу-элемент корпуса (FDM- печать, материал PLA), (б) и (в) – вариант монтажа.

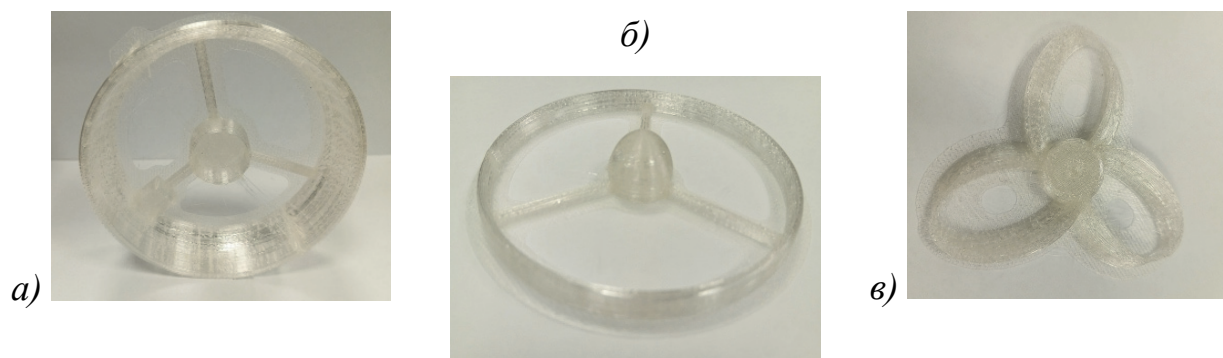


Рисунок 2. Корпусные элементы и рабочее колесо прототипа вентилятора, где (а) – корпус для размещения привода, (б) – передний обтекатель вентилятора, (в) – рабочее колесо вентилятора.

После завершения этапа предварительных исследований будет выполнена оценка возможности применения композиционных (угле и металло-наполненных филаментов) материалов для изготовления оснастки и деталей для оборудования и установок эксплуатирующихся на МН и МНПП и подготовлены предложения по расширению нормативной базы их применения, которая разрабатывается Техническим комитетом по стандартизации «Аддитивные технологии» (ТК 182).

Список использованных источников

1. Худякова Л. П., Харисов Р. А., Хованов Г. П., Кузнецов А. А., Тимофеев Ф. В., Новиков А. А., Фархетдинов И. Р. Влияние биозараженности и цикличности режимов перекачки нефтепродуктов на их качество и коррозионные свойства // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Вып. 5 (133), с. 57–67.
2. Г.П. Хованов, М.А. Алпатов, А.А. Кузнецов, Н.Н. Хафизов Опыт применения аддитивных технологий для изготовления лабораторной оснастки // Трубопроводный транспорт – 2022: тезисы докладов XVII Международной научно-практической конференции. / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – 407 с., с. 313 – 314.
3. Новиков С.В., Рамазанов К.Н. Аддитивные технологии: состояние и перспективы: учебное пособие [Электронный ресурс] / Уфимск. Гос. авиац. техн. ун-т. – Уфа:УГАТУ, 2022.

УДК 622.692

ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ НА БОРЬБУ С КОРРОЗИЕЙ, ПРОТЕКАЮЩЕЙ ТРУБОПРОВОДАХ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ НЕФТЬ И ГАЗ

А.С. Ходус^{1, 2}, П.В. Бурков²

*¹АО «Томский научно-исследовательский и проектный институт
нефти и газа», Томск, Россия*

*²Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Томск, Россия*

Транспортировка нефти и газа по трубопроводам является жизненно важной частью мировой экономики. Однако коррозия металла представляет собой серьезную угрозу для безопасности и долговечности трубопроводной системы. Традиционные методы борьбы с коррозией, такие как применение защитных покрытий и ингибиторов, не всегда эффективны и могут быть

дорогостоящими. В последние годы внимание исследователей привлекла магнитная обработка – инновационный метод, который может стать новым оружием в борьбе с коррозией.

Магнитная обработка – это воздействие на металлические конструкции постоянным магнитным полем. При этом происходит изменение структуры металла на микроуровне, что приводит к снижению скорости коррозии.

Точный механизм воздействия магнитного поля на коррозию до сих пор не изучен до конца. Однако существует несколько гипотез, объясняющих этот эффект:

- изменение электрохимических свойств: магнитное поле может изменять электрохимический потенциал металла, делая его менее восприимчивым к коррозионным процессам.
- усиление защитного слоя оксидов: магнитная обработка может стимулировать образование более плотного и устойчивого защитного слоя оксидов на поверхности металла, препятствующего проникновению коррозионных агентов.
- снижение концентрации агрессивных веществ: магнитное поле может влиять на движение ионов в электролите, снижая концентрацию коррозионно-активных веществ вблизи поверхности металла.

Многочисленные исследования, проведенные как в лабораторных, так и в полевых условиях, подтверждают эффективность магнитной обработки в борьбе с коррозией. Результаты показывают, что:

- магнитная обработка может снизить скорость коррозии на 20-50%;
- срок службы трубопроводов, подвергшихся магнитной обработке, увеличивается;
- магнитная обработка может существенно сократить затраты на ремонт и замену поврежденных участков трубопроводов;

Преимущества магнитной обработки:

- экологически чистый метод: магнитная обработка не использует химические вещества, которые могут загрязнять окружающую среду;
- низкие затраты: стоимость магнитной обработки сравнительно низкая, особенно по сравнению с другими методами борьбы с коррозией;
- простая реализация: магнитные устройства могут быть установлены на трубопроводы как во время строительства, так и в процессе эксплуатации;
- дистанционное управление: современные системы магнитной обработки позволяют контролировать магнитное поле дистанционно.

Несмотря на многообещающие результаты, у магнитной обработки есть и ограничения:

- неполное понимание механизма: точный механизм воздействия магнитного поля на коррозионные процессы все еще не изучен до конца;
- необходимость оптимизации: параметры магнитного поля (сила, частота, продолжительность воздействия) должны быть оптимизированы для каждого конкретного типа металла и условий эксплуатации;
- отсутствие стандартов: отсутствуют четкие стандарты для применения магнитной обработки в трубопроводном транспорте.

Был проведен анализ результатов, предоставленных ИХН СО РАН по 45 нефтям месторождений Западной Сибири, Урала, Казахстана, Вьетнама и Китая.

Для большей наглядности и статистической точности нефти были разделены по процентному содержанию в них углеродов парафинового ряда. Было выделено 3 группы со следующими показателями 1я-16-24,8%, 2я-6,2-13,2%, 3я-2,7-5,9%. Как мы можем видеть на графике средние значения по группам более информативны и так же позволяют нам сделать вывод о том, что использование МО благоприятно влияют на реологические свойства нефти. При анализе были использованы методы робастной статистики, результаты по выделенной группе параметров представлены на слайде. Так же следует

отметить, что при отклонении от нормального распределения есть тенденция уменьшения показателя для среднего по параметру (рисунки 1–3).

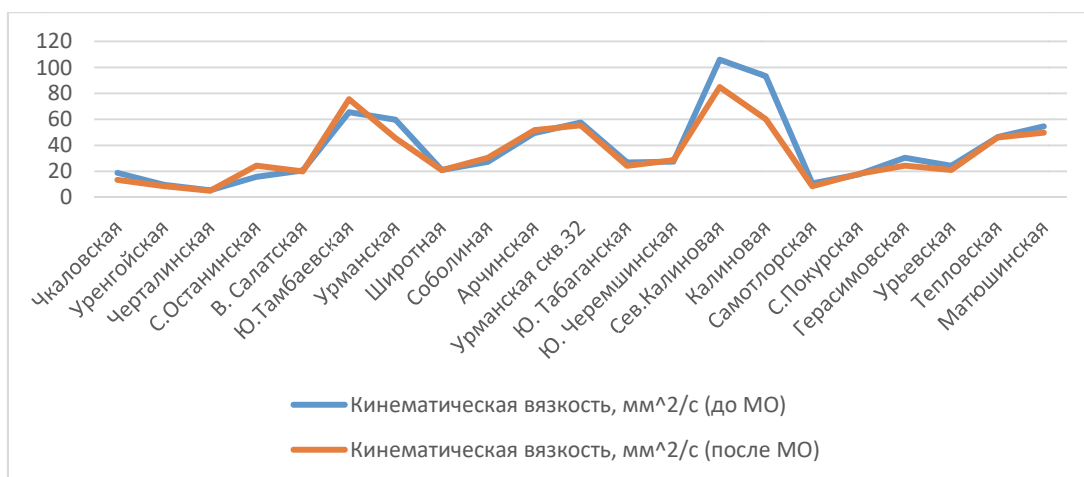


Рисунок 1. Изменение кинематической вязкости до и после МО



Рисунок 2. Изменение динамической вязкости до и после МО

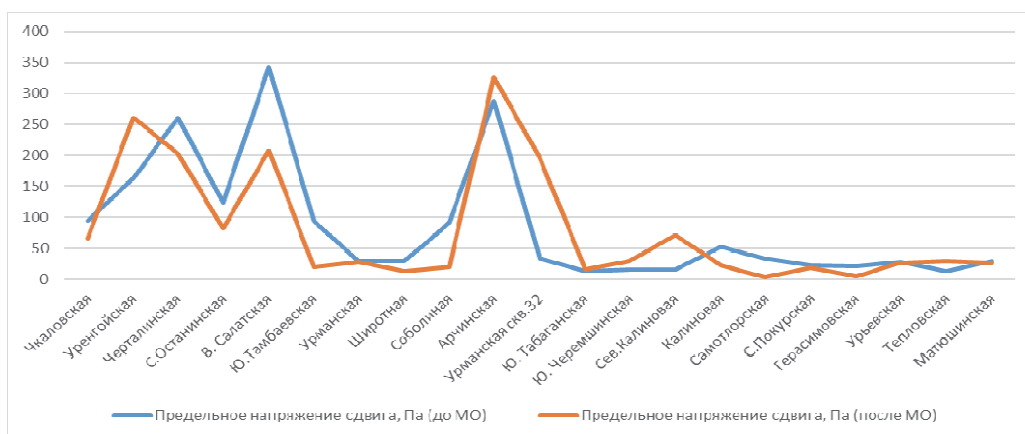


Рисунок 3. Изменение предельного напряжения до и после МО

Результатами проведенных исследований является доказательство того, что технология магнитной обработки может быть использована на множестве объектах нефтедобычи, транспорта и подготовки нефти и воды. Данный метод является экономически эффективным (экономический эффект около 62 %), ведь при внедрении данной технологии не требуется больших материальных затрат и проведения масштабной реконструкции (установка легко устанавливается на существующую технологическую систему на любом этапе подготовки).

Список использованных источников

1. Вяткин К. А., Илюшин П.Ю., Козлов А.В. Оценка эффективности применения технологий борьбы с возникающими комплексными осложнениями при сборе и транспортировке нефти // Московский экономический журнал. – 2020. – №1. – С. 457-470.
2. Ляпина А.Ю., Астахова А.В., Михалёва Ю.П. Исследование температуры кристаллизации парафинов в нефти с целью уменьшения образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – №7. – С.28-35.
3. Мустафина А.Н., Хаярова Д.Р. Лабораторные исследования и сравнительная оценка технологической эффективности деэмульгаторов для предотвращения образования водонефтяных эмульсий // БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ. – 2018. – №2-2. – С. 42-45.
4. Акрамов Т.Ф., Яркеева Н.Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // Нефтегазовое дело. – 2017. – №4. –С. 67-72
5. S. A. Kolesnikov, "Magnetic Treatment of Oil and Its Impact on Flow Properties," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 32, no. 4, pp. 180-185, 2015.
6. S. T. Benavides, N. López, "Influence of Magnetic Fields on Oil Viscosity and Flow," *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 34, no. 3, pp. 227-234, 2012.
7. K. V. Kovalchuk, "Effect of Magnetic Treatment on Physical and Chemical Properties of Oil," *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, vol. 19, no. 2, pp. 140-155, 2020.
8. E. A. Grigoryeva et al., "Magnetic Treatment of Oil and Its Prospects for Enhanced Oil Recovery," *Materials Science and Engineering*, 2019, pp. 123-130.
9. K. E. B. El-Etre, "Magnetic Field Effects on Corrosion Inhibition and Performance of Oil Industry Materials," *Corrosion Science*, vol. 90, pp. 37-45, 2015.

**ИСПЫТАНИЯ ФРАГМЕНТОВ ЛЕГКОСБРАСЫВАЕМЫХ
КОНСТРУКЦИЙ КРЫШИ РЕЗЕРВУАРОВ
НА КОРРОЗИОННУЮ СТОЙКОСТЬ**

*Л.П. Худякова¹, Г.Н. Юнусова¹, Р.А. Харисов¹, И.Р. Фархетдинов^{1,2},
Т.И. Безымянников¹*

¹ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

*²Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Уфа, Россия*

Испытания фрагментов легкобрасываемых конструкций (ЛСК) крыши резервуаров на коррозионную стойкость проводились на образцах углеродистых и низколегированных конструкционных сталей перлитного класса с гарантированным пределом текучести не более 360 МПа – стали группы М01 (марки сталей 09Г2С, Ст20, Ст3, Ст3сп-5 и аналоги) и высоколегированных сталей аустенитного класса группы М11 (марка стали 12Х18Н10Т и аналоги).

В качестве испытательных сред применялись среды с наиболее агрессивными показателями коррозионной активности [1]: нефти с двух станций контроля (АО «Транснефть-Приволга» – содержание сероводорода 86 ppm и АО «Транснефть-Урал», содержащая 63 ppm сероводорода), а также нефтепродукт и дистиллированная вода.

Для испытаний использовались образцы в виде плоских пластин размером 50×50×3,0 мм с отверстием диаметром 5 мм для возможности их подвешивания в испытательной ячейке. Испытания проводились при выдержке в газовоздушной смеси товарной нефти (2 испытательные среды), газовоздушной смеси реактивного топлива ТС-1 и в дистиллированной воде.

Испытания проводились гравиметрическим методом в соответствии с ГОСТ 9.908-85. Гравиметрический метод позволяет оценить средние за

период экспозиции скоростные показатели равномерной и локальной коррозии. Метод является универсальным, может быть использован для испытаний в любых средах.

Для проведения испытаний в герметично закрывающиеся ячейки (рис. 1) заливалась испытательная среда на 1/2 объёма ячейки. Подготовленные и взвешенные образцы подвешивались над жидкой фазой на расстоянии не менее 1 см, ячейки герметично закрывались и нагревались в течение 1 часа при температуре 50 °С для создания газовой смеси. Далее испытания проводились при комнатной температуре в течение 30 суток.

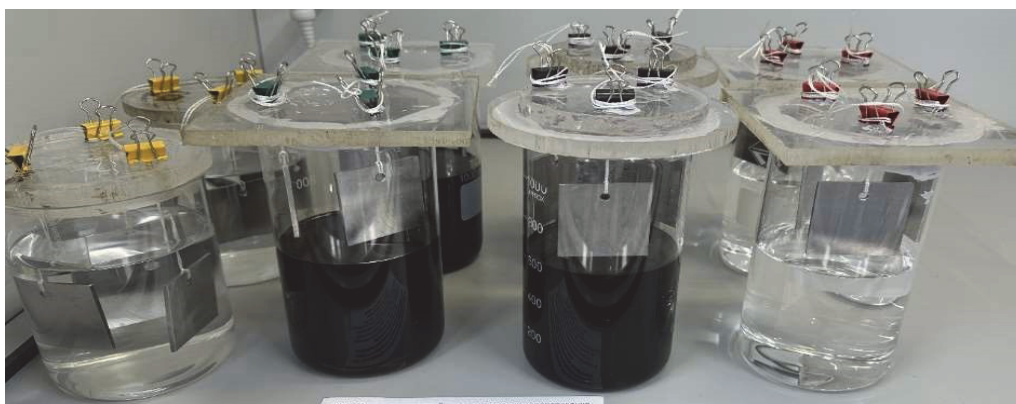


Рисунок 1. Коррозионные испытания образцов стали групп M01 и M11

После выдержки образцов в коррозионной среде, продукты коррозии удалялись, по потере массы образцов рассчитывалась скорость общей коррозии.

По выборке из 3-5 наиболее глубоких коррозионных поражений, определяемых с помощью электронного микроскопа, рассчитывали скорость локальной коррозии по формуле:

$$V_{\text{лок}} = h_{\text{max}} / T,$$

где $V_{\text{лок}}$ – глубинный показатель скорости коррозии, мм/год;

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

T – продолжительность выдержки образца в коррозионной среде, годы.

Таблица 1. Результаты испытаний образцов стали групп М01 и М11

№ п/п	Среда	Место экспозиции	Скорость общей коррозии, мм/год		Скорость локальной коррозии, мм/год	
			Сталь гр. М01	Сталь гр. М11	Сталь гр. М01	Сталь гр. М11
1	2	3	4	5	6	7
1	Дистиллированная вода	Вертикально в объеме среды	0,035	0	1,49	отсутствует
2	Нефть (АО «Транснефть- Приволга»)	Над поверхностью среды	0,053	0,0001	0,37	отсутствует
3	Нефть (АО «Транснефть- Урал»)	Над поверхностью среды	0,002	0,0001	отсутствует	отсутствует
4	Топливо для реактивных двигателей ТС-1	Над поверхностью среды	0,0003	0,0001	отсутствует	отсутствует

Из таблицы следует, что высоколегированная сталь (группа М11) обладает высокой коррозионной стойкостью в испытанных газоздушных средах, скорость общей коррозии практически равна нулю, локальная коррозия отсутствует.

Скорость общей коррозии углеродистой стали (группа М01) минимальна (0,0003 мм/год) в газоздушной среде над топливом для реактивных двигателей ТС-1, повышается на один-два порядка при испытаниях в газоздушных средах нефти и на три порядка в дистиллированной воде. Локальная коррозия отсутствует при скорости общей коррозии менее 0,002 мм/год, однако достигает высокого значения 1,49 мм/год в дистиллированной воде и более, чем на порядок превышает скорость общей (увеличивается с 0,053 мм/год до 0,37 мм/год) в газоздушной среде коррозионно-активной нефти, содержащей 86,6 ppm сероводорода.

Таким образом для применения в конструкциях ЛСК крыши резервуаров могут быть рекомендованы коррозионностойкие высоколегированные стали аустенитного класса группы М11 (марка стали 12Х18Н10Т и аналоги).

Список использованных источников

1. Л.П. Худякова, А.А. Шестаков, И.Р. Фархетдинов. Влияние сероводорода в нефти на коррозионную стойкость магистральных нефтепроводов //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. /Транснефть ООО «НИИ Транснефть». 2019. Т.9. № 3, С. 333-341.

УДК 621.643

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

П.А. Шагизиганова, Д.Р. Хайруллин, Т.Р. Садовский, М.М. Бердник

Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы,

Москва, Россия

Процесс транспортировки нефтепродуктов крайне сложен и требует комбинирования различного рода технологий и инноваций. В настоящее время можно отметить повышение спроса на решения, позволяющие транспортировать различные нефтепродукты по одной магистрали.

Последовательная перекачка нефтепродуктов - это процесс, при котором нефтепродукты перекачиваются последовательно через одну и ту же систему трубопроводов, часто используя одни и те же насосы. Этот метод позволяет значительно сократить время и затраты на перекачку, так как нет необходимости останавливать и снова запускать всю систему для каждого отдельного продукта. Для организации последовательной перекачки используются поршни-разделители.

Альтернативные методы транспортировки (железнодорожные и перевозки при помощи автомобильного транспорта) часто сталкиваются с рядом проблем: высокие затраты, ограничения на объем перевоза, риски

аварий, и при этом загруженность транспорта не может превышать 50 %, поскольку в обратном направлении транспорт вынужден двигаться порожним. При этом сложности возникают и при смене вида транспортируемого продукта, поскольку тару необходимо очистить, чтобы остатки предыдущего продукта не повлияли на свойства следующего. Эти проблемы подчеркивают важность поиска более эффективных и безопасных решений.

Поршни-разделители - устройства, используемые для разделения различных видов жидкостей, транспортируемых по одной и той же магистрали. Данные устройства состоят из нескольких ключевых компонентов, включая корпус поршня, системы управления и вспомогательные механизмы.

Самым простым по конструкции является дисковый разделитель, состоящий из штанги с металлическими дисками, между которыми располагаются диски из упорного материала (рисунок 1).

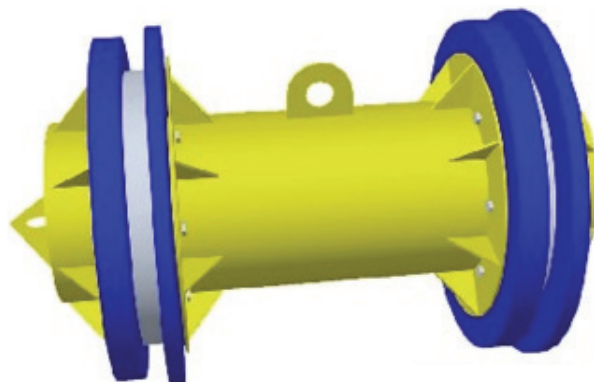


Рисунок 1. Дисковый разделитель

Работа поршней-разделителей базируется на чередовании движения поршней, что позволяет разделять различные виды нефтепродуктов. При движении поршня вперед создается давление, которое заставляет жидкость продвигаться по трубопроводу. Каждый поршень «захватывает» определенный объем продукта, отделяя его тем самым от других (рисунок 2). В этом процессе необходимы точность, устойчивость и стабильность с целью исключения вероятности смешивания жидкостей.



Рисунок 2. Принцип последовательной перекачки

Использование поршней-разделителей позволяет значительно снизить затраты на транспортировку за счет объединения различных продуктов в одном трубопроводе. Это снижает необходимое количество инфраструктуры и затрат на ее строительство и обслуживание.

Разделение продуктов на этапе транспортировки помогает сохранить их качество. Это особенно актуально для высококачественных нефтепродуктов, таких как авиатопливо и бензин, сопровождаемых строгим контролем качества. В нефтегазовой отрасли поршни-разделители используются на протяжении многих лет. Эти устройства обеспечивают эффективную транспортировку сырой нефти и нефтепродуктов от места добычи до перерабатывающих заводов и экспортных терминалов.

Поршни-разделители могут иметь различные технические характеристики в зависимости от типа транспортируемого продукта и условий эксплуатации. Ключевые параметры - давление, температура и материал, из которого выполнены компоненты поршней-разделителей.

Современные технологии позволяют разрабатывать поршни-разделители для применения в экстремальных условиях. Это включает использование новых материалов, управление процессами с помощью автоматизированных систем и интеграцию информационных технологий для мониторинга состояния оборудования.

На мировом рынке можно найти множество примеров успешного использования поршней-разделителей [1]. В России также активно внедряются поршни-разделители в трубопроводные системы. Проекты «Транснефть»,

направленные на оптимизацию транспортировки нефти, используют подобные технологии для повышения эффективности и снижения рисков.

Список использованных источников

1. Мехдиев Э. Т., Гулиев И. А. Анализ технологии последовательной перекачки по трубопроводам нефти и нефтепродуктов, применяемой в ведущих странах Европы // Экономика и предпринимательство. – 2016. – №. 10-2. – С. 679-684.

УДК 528.88

ПРИМЕНЕНИЕ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ТОПОГРАФИИ, РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПРЕДПРОЕКТНОГО И КАМЕРАЛЬНОГО ТРАССИРОВАНИЯ, СОЗДАНИЯ ОРТОФОТОПЛАНОВ И КАРТОГРАФИРОВАНИЯ ТЕРРИТОРИИ

Р.Р. Шайхутдинов, К.Ш. Бикмухаметов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Применение беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) для изучения местности с целью решения задач предварительного планирования и анализа по карте становится все более значимым и перспективным направлением в области геодезии и картографии. В условиях возрастающей потребности в точной и свежей информации о ландшафте использование БПЛА может заметно сократить время и издержки на проведение выездных работ и повысить точность и детализацию получаемых данных [1].

В ходе исследования были изучены традиционные методы и подходы к изучению рельефа местности, его трассировке и картографированию, а также проанализированы преимущества применения беспилотных летательных

аппаратов (БПЛА) [2]. Определены основные этапы использования БПЛА включая: планирование полетов и сбор данных для последующей обработки и анализа результатов. Кроме того, были описаны примеры успешного использования БПЛА для решения подобных задач в различных регионах.

Результаты исследования показали важность использования беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) как эффективного инструмента для получения детальных и точных данных о местности, в том числе визуализации в 3D, в целях разработки проектов, планирования работ и принятия решений. Применение БПЛА способствует сокращению расходов на проведение исследований при увеличении их эффективности.

Список использованных источников

1. Захлебин А.С. Методика построения ортофотопланов местности с помощью беспилотного квадрокоптера, оснащенного навигационным геодезическим приемником [Электронный ресурс]. // Доклады ТУСУР. 2021. №3. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodika-postroeniya-ortofotoplanov-mestnosti-s-pomoschyu-bespilotnogo-kvadrokoptera-osnaschennogo-navigatsionnym-geodezicheskim> (дата обращения: 19.06.2024).
2. Мирмахмудов Э. Р. Точности исходных данных для построения цифровой модели рельефа [Электронный ресурс]. / Гулямова Л. Х., Щукина О. Г. О // теоретические и практические аспекты развития современной науки: теория, методология, практика. – 2020. – С. 76-86. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=43814223> (дата обращения: 19.06.2024).

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСНОВНОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ И МОНИТОРИНГЕ ПЕРЕКАЧКИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

В.В. Шалай, М.О. Мызников, М.И. Гильдебрандт

Омский государственный технический университет, Омск, Россия

Основным двигателем при перекачке жидких углеводородов, таких, как нефть, продукты нефтепереработки, сжиженный газ является насосное оборудование. На насосных станциях магистральных нефте- и продуктопроводов мощность насосного оборудования доходит до десятков мегаватт. Плата при эксплуатации и на поддержание в работоспособном состоянии этого оборудования составляет одну из значительных частей затрат перекачивающего предприятия. Поэтому, в числе важных задач, решаемых на предприятиях, занимающихся транспортировкой жидких углеводородов, является задача эффективной эксплуатации основного насосного оборудования.

Опыт эксплуатации нефте- и продуктопроводов показывает, что далеко не все трубопроводы построены и эксплуатируются при условиях, первоначально заложенных в их проектные решения. Многие, в силу разных причин, были построены не до конца, оснащены мощным оборудованием, не соответствующим потребностям рынка услуг по транспортировке, подверглись полной или частичной реконструкции с целью увеличения или снижения пропускных способностей, даже перекачка иногда осуществляется в противоположном направлении.

Если посмотреть на реальную практику эксплуатации магистральных трубопроводов, обнаруживаются существенные отличия от того, что предусматривалось проектами. Некоторые особенности реальной эксплуатации:

1. Объемы поставки, требуемые производительности перекачки, физические свойства перекачиваемой нефти или продуктов, величины путевых сбросов или подкачек, часто не соответствуют проектным значениям.

2. Характеристики насосов отличаются от паспортных и друг от друга, даже для насосов одной партии, и могут изменяться в процессе эксплуатации.

3. На трубопроводе необходимо проведение диагностических и регламентных работ, таких как очистка, внутритрубная диагностика, вынос воды из низких мест или воздуха из высоких; проводка газовоздушных смесей; регулирование с целью предотвращения кавитации, устранения самотечных участков, снижения максимальных рабочих давлений на выходе станций, ограничения давлений на участках с дефектами; вывод из работы насосов или целых НПС; опробование новых режимов или оборудования; перекачка партий жидкости с различными физическими свойствами. Для всего этого разрабатываются и применяются специальные технологические режимы.

4. Иногда возникает потребность в ремонтных работах, требующих остановки, особых режимов для подготовки, раскачки, заполнения, вывода на рабочий режим трубопровода.

5. Необходимо учитывать различие стоимости и способов оплаты за электроэнергию в разных регионах.

6. Наличие выходных и праздничных дней, графики рабочего времени влияют на планирование работ.

7. Изменения сезонных климатических и погодных условий влияют на характеристики перекачки.

8. Существует вероятность возникновения нештатных ситуаций, отказов, утечек, несанкционированных отборов. Требуется оперативность перестроения планов.

9. Следует также учитывать условия безопасной эксплуатации трубопровода и оборудования, цикличность нагружения трубопровода и оборудования, сроки проведения работ по их ремонту и обслуживанию.

10. Вливы резервуаров на технологическом участке могут меняться по мере опорожнения, заполнения и переключения резервуаров. Соответственно, изменяется производительность перекачки и контролируемые давления.

11. При последовательной перекачке партий с отличающимися свойствами изменяются расходно-напорные характеристики трубопровода, требуется корректировка режимов.

Последовательности режимов составляют план перекачки, которая должна обеспечить требуемый объем поставки. Количество комбинаций таких последовательностей может быть велико. При этом необходимо решать, по каким критериям делать выбор лучшей последовательности. Поскольку сценариев может быть много, появляется сложная вариативная задача перебора возможных сценариев и выбора лучшего. Для решения этой задачи хорошо иметь быстро работающее приложение, позволяющее в простом и наглядном виде сразу получать результирующие значения показателей эффективности и данные сравнения.

Задача эффективной эксплуатации основного насосного оборудования при планировании и мониторинге перекачки жидких углеводородов определяется не столько его работой в рабочих областях, рекомендованных заводом изготовителем с максимально возможным КПД, сколько в большей мере зависит от рационального подбора последовательности технологических режимов, которые обеспечивают требуемый объем перекачки, выполнение работ по обслуживанию и ремонту трубопровода и оборудования, при условии сохранения необходимого уровня безопасности, с достижением лучших для данных условий экономических показателей, таких как минимальные удельные энергетические затраты на транспортировку, экономия электроэнергии, минимальная стоимость покупки электроэнергии, максимальная прибыль и рентабельность.

Список использованных источников

1. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А Коршак, А.М. Шаммазов. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. Уфа: ООО»ДизайнПолиграфСервис», 2002. 658 с.

УДК 622.692.48

О ВОЗМОЖНОСТИ ОСНАЩЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ АЛГОРИТМИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ЗАПОЛНЕНИЯ ПРОДУКТОМ ПЕРЕКАЧКИ ТЕЛА ТРУБЫ

*И. А. Шаммазов¹, А.В. Борисов¹, Б.С. Александрук¹, А. В. Сулова¹,
В.С. Никитина²*

*¹Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
Санкт-Петербург, Россия*

*²Санкт-Петербургский государственный экономический университет,
Санкт-Петербург, Россия*

Магистральные трубопроводы занимают центральное место в транспортировке флюидов на большие расстояния, обеспечивая стабильную работу промышленных предприятий, городской инфраструктуры и энергетических систем. Производительность этих трубопроводов зависит от множества факторов, среди которых ключевым является коэффициент заполнения, который показывает, насколько эффективно используется объем трубопровода для транспортировки ресурса.

Основные трудности, с которыми сталкиваются магистральные трубопроводы, заключаются в колебаниях давления, возможных утечках, изменениях температуры и изменениях свойств транспортируемых веществ.

Эти факторы влияют на уровень заполнения и, соответственно, на эксплуатационные характеристики трубопровода. Низкий коэффициент заполнения может привести к неэффективному использованию мощностей и увеличению затрат на транспортировку, в то время как слишком высокое заполнение создает риск аварий.

С развитием технологий мониторинга и моделирования, особенно в области машинного обучения (ML), появились новые возможности для анализа и оптимизации работы трубопроводных систем. Современные методы позволяют не только прогнозировать уровень заполнения, но и быстро выявлять отклонения, которые могут снизить эффективность или привести к авариям. В данной статье обсуждаются методы машинного обучения и их применение для прогнозирования и оптимизации коэффициента заполнения магистральных трубопроводов.

Список использованных источников

1. Шабанова В.В., Солодовников А.В. Ключевые аспекты предупреждения возникновения и минимизации последствий аварий на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса// Безопасность труда в промышленности. 2023. No 11. С. 36–42. DOI: 10.24000/0409-2961- 2023-11-36-42
2. Староконь И.В., Заболотнева А.А., Частухин А.П. Актуальные проблемы страхования опасных производственных объектов нефтегазовой отрасли России// Безопасность труда в промышленности. 2023. No 6. С. 29–35. DOI: 10.24000/0409-2961-2023-6-29-35
3. Череповицын А.Е., Третьяков Н.А. Разработка новой системы оценки применимости цифровых проектов в нефтегазовой сфере// Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 628–642.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

Г.С. Шарнина¹, Д.Е. Нуриахметова²,

*¹Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Уфа, Россия*

²АО «Транснефть-Урал, Курган, Россия

Для обеспечения надежной работы трубопроводы подвергаются очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность перед пуском в эксплуатацию, а потому разработка новых технологических решений и устройств для проведения испытаний является актуальной задачей. При гидравлических испытаниях трубопроводы испытываются на прочность и герметичность давлением жидкости в течение определенного времени. Внедрение инновационных материалов для изготовления устройств, используемых при гидравлических испытаниях, обладающих повышенной прочностью и износостойкостью, способствует увеличению долговечности этих устройств и сокращению затрат на их обслуживание и ремонт. Внедрение автоматизированных систем управления и контроля в процесс гидравлических испытаний открывает возможности для мониторинга и анализа данных в режиме реального времени, что позволяет оперативно выявлять и устранять дефекты, повышая эффективность проведения испытаний [1].

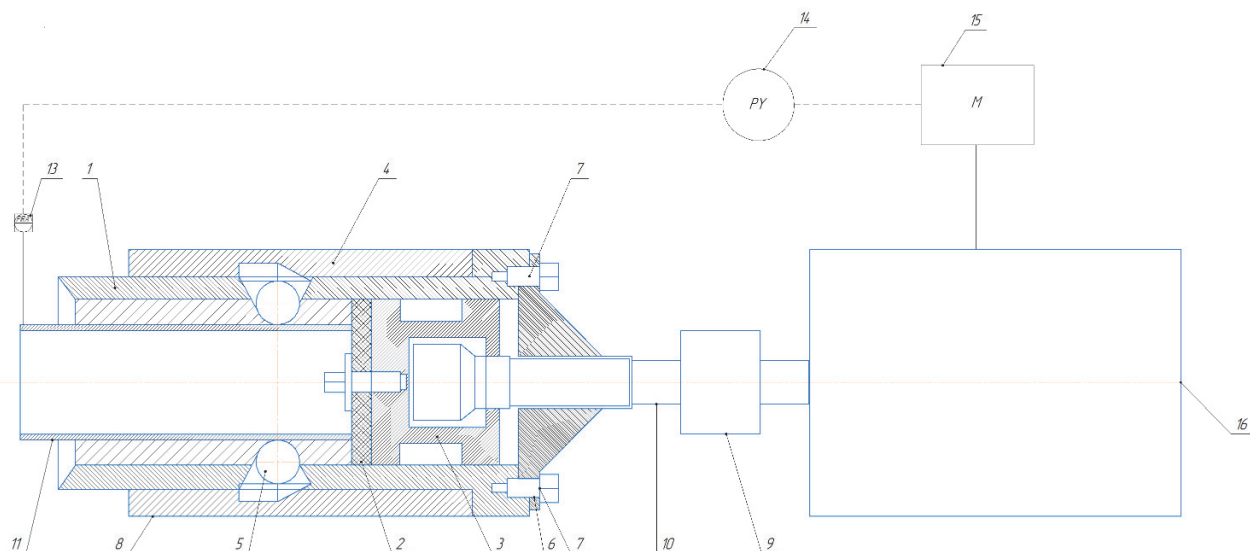
При гидравлических испытаниях трубопроводов для обеспечения герметичности испытываемого участка трубопровода и предотвращения утечек используются такие устройства, как заглушки. Патентная проработка показывает, что существуют различные конструкции подобных устройств со своими преимуществами и недостатками, например, в патенте [2] представлена полезная модель заглушки для испытания труб на герметичность, отличающаяся тем, что герметичность при испытаниях труб различных

диаметров, включая малые, обеспечивается благодаря инновационному механизму зажима и разжима, осуществляемому подвижной втулкой и фиксирующими шариками.

В данной работе предлагается повысить надежность гидравлических испытаний трубопроводов, усовершенствовав технологию гидроиспытаний путем разработки и внедрения автоматизированного механизма зажима с сервоприводом на базе полезной модели заглушки, предложенной в [2], установки датчика давления на трубопроводе, а также использования инновационного материала для изготовления уплотнительного элемента для заглушки. Автоматизированный механизм зажима с сервоприводом обеспечит стабильное и равномерное зажимное усилие, что предотвратит возникновение вибраций во время испытаний. Контроль величины зажимного усилия позволит обеспечить оптимальную герметизацию без риска повреждения трубопровода или уплотнительных элементов. Внедрение датчика давления позволит контролировать и поддерживать необходимое давление в трубопроводе в режиме реального времени во время испытаний. Схема установки автоматизированного механизма зажима с сервоприводом на заглушку из [2] и датчика давления на трубопровод показана на рисунке 1.

Технические аспекты разработки автоматизированного механизма зажима включают выбор подходящего сервопривода, разработку механических интерфейсов для различных типов труб и пользовательского интерфейса для управления процессом. Предлагается использовать сервопривод компании Delta Electronics серии ASD, например, сервопривод Delta Electronics ASD-M. Для контроля испытательного давления предлагается установить датчик давления серии EJA-E Yokogawa, обладающий надежностью, высокой точностью и минимальной погрешностью, оборудованный функциями возможностью дистанционного доступа для считывания данных. В качестве материала для уплотнительных элементов предлагается использовать инновационный материал - этиленпропиленовый каучук (EPDM), имеющий высокие прочностные характеристики, устойчивость к деформации под давлением,

способность сохранять рабочие показатели в диапазоне от $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$, что обеспечивает его функциональность в различных климатических условиях без потери уплотнительных свойств.



1 — гильза; 2 — уплотнительный элемент; 3 — подвижный плунжер,
4 — втулка для закрепления заглушки на трубе, 5, 12 — фиксирующие шарики;
6 — крышка; 7 — соединительный элемент; 8 — запорное кольцо; 9 — муфта;
10 — шпиндель; 11 — труба; 13 — датчик давления; 14 — контроллер;
15 — регулятор частоты вращения; 16 — сервопривод

Рисунок 1. Схема автоматизированного механизма зажима с сервоприводом

С использованием программного комплекса MATLAB выполнены расчеты характеристик материала EPDM, по результатам расчетов построены графики зависимости деформации от напряжения в материале, зависимости напряжения от времени действия нагрузки на материал и зависимости динамического модуля упругости от частоты нагрузок, приведенные в [3].

Список использованных источников

1. Рафиков С.К., Шарнина Г.С., Аскарлов Р.Г. Оценка прочности стенок труб магистральных трубопроводов с расслоениями металла. – Нефтяное хозяйство, 2023, №3. – С. 95-99.

2. Патент № RU 209939U1. Заглушка для испытания труб на герметичность: № 2021133315: заявл. 15.11.2021: опубл. 24.03.2022 / Сиразутдинов И.М. Фасхутдинов А. И. 7 с.

3. Шарнина Г.С., Нуриахметова Д.Е., Лукьянов В.А. Усовершенствование технологии гидравлических испытаний трубопроводов. - Издательство: ООО Информационное агентство Neftegaz.RU. Деловой журнал Neftegaz.RU, 2024 г., №10 (154). – С. 20-22.

УДК 51-74

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

П.С. Щербань

МИРЭА — Российский технологический университет, Москва, Россия

Полимерные армированные трубы являются перспективным оборудованием для транспортировки различных газожидкостных смесей. Это обусловлено с одной стороны их меньшей материалоемкостью (по сравнению со стальными), а с другой стороны сопоставимыми прочностными характеристиками. Однако существует ряд причин, ограничивающих применение данного типа труб в отечественном нефтегазовом секторе. В первую очередь это необходимость разработки нормативно-правовой базы, а также методического и аппаратно-программного обеспечения по контролю их качества и надежности в процессе эксплуатации.

Проанализируем основные подходы по использованию математических методов в оценке надежности полимерных армированных трубопроводов, рассмотрим применение: логико-вероятностных методов, деревьев отказов и деревьев событий, применение анализа видов последствий и критичности отказов (АВПО), метода конечных элементов, математической статистики

(таблица 1). В логико – вероятностном методе, методе конечных элементов, математической статистике представлено определение вероятности безотказной работы, в АВПО и деревьях отказов – расчет вероятности отказа системы.

Таблица 1. Применение математических методов для оценки надежности полимерных армированных трубопроводов

Вид метода	Формула расчета	Используемые в формулах величины:
Логико-вероятностный	$F_a = (y(x_1, x_2, x_n) = 1)$ $= F_a \left\{ \bigvee_{i=1}^n f_i \right\}$	y – функция работоспособности системы ; x_1, x_2, x_n – состояния элементов системы ; n – число элементов; f_i –вероятность появления каждого из типов отказов ;
Деревья отказов и деревья событий	$\bar{F}_a = \frac{m \alpha_z}{C_m^z \sum_z^m z \alpha_z} Q_t$	m – количество труб; z – вероятность отказа отдельной трубы; α - отношение вероятности отказа кратности z к суммарной вероятности отказа в группе из m элементов; Q_t - суммарная вероятность отказа элемента; C – кратность отказа элемента (Предполагается, что кратность отказов элементов в группе обуславливается только общей причиной).
АВПО	$\bar{F}_a = \sum_{i=1}^n J_n(b_{1i} b_{2i} b_{3i})$	J_n – критичность элемента системы; b_1, b_2, b_3 – оценка частоты (вероятности) наступления потенциального отказа, оценка тяжести отказа, оценка вероятности выявления отказа. i – каждого из элементов; n – число элементов

Метод конечных элементов	$P(\mu \geq t) = \frac{\varphi(t)}{\varphi(t) + [\varphi(t-1) - \varphi(t)]}$ $\rightarrow \vartheta(t)$	P – Сохраняемость системы; μ – предельный срок эксплуатации; $\varphi(t)$ – количество участков, находящихся в предельном состоянии в момент времени t; t – текущий момент эксплуатации; $\varphi(t) + [\varphi(t-1) - \varphi(t)]$ – количество отремонтированных / продиагностированных участков ; $\vartheta(t)$ – уровень аварийности в момент времени
Математическая статистика	$F(r, l, k) = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^{r l \Delta t} k_i}{\frac{L_o(t)}{l_e}} \right)^{\frac{l}{l_e}}$	r – время эксплуатации; l – длина трубопровода; k – число отказов за промежуток времени; L_o – суммарная протяженность l_e – длина одной трубы

Представленные методы наиболее часто используются для оценки надежности в том числе и трубопроводов разного типа. Вместе с тем для полноценного применения логико-вероятностного метода и метода конечных элементов для исследования надежности полимерных армированных труб не хватает объективных данных позволяющих установить функции работоспособности системы и ее сохраняемость. Применение методов математической статистики ограничено малым объемом данных, в особенности применительно к срокам эксплуатации подобных систем. Математическая статистика хорошо опробована на материалах по стальным трубопроводам, но там имеется значительный массив данных за десятки лет эксплуатации. Полноценно перенести данные модели на полимерные армированные трубы невозможно, в виду специфичности их устройства и особенностей некоторых типов отказов (газовая диффузия и разрушение армирующего слоя, растрескивание и выкрашивание полимерной матрицы).

В настоящее время для полимерных армированных трубопроводов, наиболее полноценно и с меньшими погрешностями возможно использовать АВПО и деревья отказов. Во-первых, эти методы ориентируются на

характеристики отдельно взятого элемента (трубы), а по отдельным полимерно-армированным трубам много результатов испытаний. Во-вторых, они хорошо дополняют друг друга (в частности есть целый ряд научных работ по комбинации применения FTA и FMEA к исследованию надежности сложных технических систем).

Список использованных источников

1. Нордин, В. В. Комплексный подход к управлению качеством процессов функционирования сложных технических объектов / В. В. Нордин, П. С. Щербань // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2014. – № 4(38). – С. 51-56. – EDN TGZKWH.

УДК 65.011.56

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ С ПОДКРЕПЛЕНИЕМ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПОТОКОВ ГАЗА ПРИ ДИСПЕТЧЕРСКОМ УПРАВЛЕНИИ ГТС

А.М. Щипачев¹, С.О. Меньшиков¹, Б.С. Александрук¹, В.С. Никитина²

*¹Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
Санкт-Петербург, Россия*

*²Санкт-Петербургский государственный экономический университет,
Санкт-Петербург, Россия*

Современные газотранспортные системы представляют из себя комплексы сложной конфигурации с множеством взаимосвязанных элементов, таких как компрессорные станции, трубопроводы, хранилища, потребители. Несмотря на высокий уровень неопределенности, перед газовой отраслью РФ продолжает стоять задача в обеспечении бесперебойных поставок газа внутренним потребителям, а также иностранным контрагентам при

минимизации затрат и соблюдении безопасности. Традиционные методы управления ГТС не всегда позволяют осуществить поддержку принятия диспетчерских решений в условиях нестабильного спроса, ограничений в работе оборудования или при возникновении аварийных ситуаций, в связи с чем диспетчерский персонал часто полагается на эвристику и ручное вмешательство, что может привести к неэффективности, нестабильности системы и несвоевременному реагированию на возмущения.

В связи с вышесказанным, возникает необходимость в разработке более гибких и адаптивных методов управления ГТС, способных учитывать динамику спроса, ограничений и оптимизировать перекачку газа в режиме реального времени. Для решения этой проблемы предлагается использовать метод машинного обучения с подкреплением (RL) для оптимизации потоков газа в ГТС и минимизации целевой функции. Целевая функция может в свою очередь заключаться в минимизации затрат на транспортировку, максимизации пропускной способности или же обеспечении безаварийной эксплуатации газотранспортной системы. Алгоритмы обучения с подкреплением позволяют обучить искусственный интеллект (ИИ) принимать оптимальные решения в условиях неопределенности, основываясь на опыте и обратной связи.

Стоит отметить, что область применения методов машинного обучения в сфере энергетики, в том числе в магистральном транспорте газа, всегда будет ограничена этическими аспектами, такими как безопасность, прозрачность и ответственность. Искусственный интеллект никогда не заменит полностью человека-диспетчера, а лишь будет являться частью системы поддержки принятия обоснованных решений.

Список использованных источников

1. Н. А. Кисленко, А. В. Белинский, А. С. Казак. Методы, алгоритмы и инструменты моделирования и оптимизации режимов работы единой системы газоснабжения России на основе технологий искусственного интеллекта. Часть 1 // Газовая промышленность. - 2021. - N 9. - С. 88-96.

2. Череповицын А.Е., Третьяков Н.А. Разработка новой системы оценки применимости цифровых проектов в нефтегазовой сфере// Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 628–642.

УДК 621.643.2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ХРУПКОСТИ МЕТАЛЛА ТРУБОПРОВОДА МЕТОДОМ ИНСТРУМЕНТАЛЬНОГО ИНДЕНТИРОВАНИЯ

А. М. Щипачёв, А.И. Алёхин

*Санкт-Петербургский горный университет Императрицы Екатерины II,
Санкт-Петербург, Россия*

Магистральные трубопроводы являются основным средством транспортировки углеводородов на большие расстояния. Перед вводом трубопроводов в эксплуатацию и во время технического обслуживания необходимо постоянное качественное выявление дефектов, контроль и прогнозирование механических свойств и остаточного ресурса.

Особенности эксплуатации магистральных трубопроводов и сосудов давления затрудняют оценку механических свойств, осмотр и контроль целостности конструкции затруднены в полевых условиях. Однако индивидуальные особенности эксплуатации каждого отдельного объекта, характер накопления повреждений, сложность напряженного состояния, необходимость учета влияния и моделирование процессов коррозии в нем ставят задачу полевой оценки свойств материала каждого данного трубопровода. Микро- и наноиндентирование является новым методом неразрушающего контроля, который способен показать изменение

пластической и хрупкой структуры в процессе вдавливания наконечника в поверхность стенки трубопровода и сосуда.

Одной из важнейших задач диагностики объектов транспорта углеводородов является оценка охрупчивания стали. На основе анализа опыта применения метода инструментального индентирования к оценке механических свойств сталей магистральных газонефтепроводов и сосудов давления был предложен метод определения критической температуры хрупкости по результатам статического вдавливания индентора во внешнюю поверхность стенки или образца сплава.

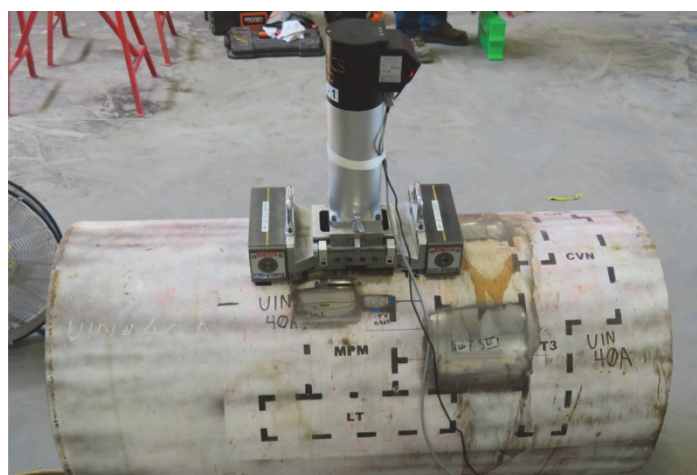


Рисунок 1. Прибор AIS 2100 ИТ установленный на образце трубы

Благодаря связи истинного напряжения разрыва и параметра Зенера-Холломана учитывается совместное влияние температуры и скорости пластической деформации под вершиной наконечника на степень охрупчивания стали. Метод позволяет определять температуру хрупкости по прошествии определенного срока эксплуатации, а также рассчитывать величину сдвига данной характеристики.

В работе была представлена модель для оценки критической температуры хрупкости, связывающая истинные значения напряжений разрыва, определенные по результатам испытаний на вдавливание индентора в поверхность газопровода, и параметр Зенера-Холломана, который учитывает вклад как температуры, так и скорости нагружения в охрупчивание.

$$T_{BXII} = \frac{\ln \left[\left(\frac{H(1 + \Psi)^{1+\Psi} \cdot (1 - \delta)^{1/\delta}}{(1 + \delta)^{1+\delta}} - \sigma_{y0} \right) / \sigma^* \right]}{\alpha \cdot \ln \left[\frac{h}{\dot{h} \dot{\epsilon}_0} \right]} \quad (1)$$

Уравнение представляет собой выражение, которое учитывает влияние скорости деформации на степень охрупчивания, требует знания величины атермической компоненты предела текучести и деформационных свойств при испытании на растяжение, которые можно получить из справочных данных.

Испытания, проведенные на стали X70 показали, что критическая температура хрупкости данных образцов хорошо согласуется с результатами стандартных испытаний на ударную вязкость, а найденная температура соответствует нижней полке кривой температурной зависимости вязкости разрушения, полученной в ходе испытания по Шарпи и трещиностойкость в широком температурном диапазоне.

Результаты расчетов температуры хрупкости для трех наборов деформационных характеристик образцов стали X70 приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета критической температуры хрупкости.

Номер образца	Параметр α	Термически активируемая часть предела текучести σ_t , МПа	Атермическая часть предела текучести σ_{y0} , МПа	Расчетная критическая температура хрупкости, К	Критическая температура хрупкости по данным испытаний по Шарпи, К
1	$2,14 \cdot 10^{-4}$	669,8	418	146	≈ 148
2	$2,24 \cdot 10^{-4}$	521,1	449	139	
3	$3,56 \cdot 10^{-4}$	517,5	519	113	

Таким образом, полученные значения параметров термической активации вязко-хрупкого перехода лежат в допустимых пределах.

Список использованных источников

1. Барон А. А. Оценка трещиностойкости сталей методом индентирования // Известия волгоградского государственного технического университета. 2019. 6(229). С. 69–73. EDN ZYFMHJ.
2. Белослудцев Т. Н. и др. Определение механических свойств металла кольцевых сварных соединений и основного металла труб методом инструментального индентирования // Газовая промышленность. 2021. 3. № 823. С. 26–36. EDN NOSOAX.

УДК: 691.175 : 678

ТЕРМОПЛАСТИЧНЫЕ КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ В СОСТАВЕ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ, КАК АЛЬТЕРНАТИВА МЕТАЛЛИЧЕСКИМ ТРУБОПРОВОДАМ

В.В. Юдаев, А.А. Соловьев

АО «НИИГрафит», Москва, Россия

Термопластичные композиционные материалы (ТКМ) применяются в производстве полимерных армированных труб (ПАТ) для нефтепроводов [1] с допустимым диаметром 50-150 мм, с допустимым давлением до 35 МПа. Применение гибких полимерных армированных труб (ГПАТ) позволяет нефтегазодобывающим компаниям ощутимо снизить затраты на нефтепромысловую инфраструктуру и, соответственно, уменьшить себестоимость добычи нефти и газа. С учетом жизненного цикла трубопроводов, экономия составит 30% по сравнению с использованием трубопроводов из углеродистой стали. ГПАТ позволяют сократить сроки монтажа в 6 раз, уменьшают аварийность и обеспечивают срок службы не менее 25 лет. ПАТ можно укладывать гораздо более длинными участками (до 3х километров) без применения сварных швов, которые являются слабым местом трубопровода[2].

ТКМ используются для производства внутреннего и внешнего слоев (лейнеров), и как связующее (матрица) в армирующем слое в комбинации с армирующим компонентом. В качестве матрицы для внутреннего и внешнего лейнеров применяются следующие материалы: сшитые марки полиэтилена (ПЭ80, ПЭ100), полиамиды (ПА11, ПА 12), поливинилиденфторид (ПВДФ), полиэфирэфиркетон (ПЭЭК). В качестве армирующего компонента применяются стеклянное, базальтовое [3], углеродное и полиэфирное волокно. Используя разные материалы разработчик может регулировать свойства конечного изделия (трубы).

В мире производство термопластичных ПАТ представлено следующими компаниями: «Magma Global», «Shawcor», «PolyFlow», «Strohm» («Airborn Oil & Gas»), «NOV Fiber Glass», «GoldStone» и др. В Российской Федерации термопластичные ПАТ выпускаются группой компаний «Полипластик».

Основными направлениями для исследования при производстве ПАТ являются их эксплуатационные характеристики: максимальное разрушение до давления, температурный диапазон эксплуатации, критический диаметр при скручивании на бобину, газопроницаемость для газов, содержащихся в различных фракциях нефти.

В АО «НИИГрафит» изготовлены образцы полимерных армированных труб методом автоматизированной намотки. Изготовление производилось на 6-координатном роботе-манипуляторе KUKA. Образцы изготавливались для исследования разрушающего давления во время гидравлических испытаний. Внешний вид образцов представлен на рисунке 1.



Рисунок 1. Образцы ПАТ, изготовленные в АО «НИИГрафит»

В таблице 1 представлены результаты гидравлических испытаний лабораторных образцов ПАТ.

Таблица 1. Гидравлические испытания ПАТ.

Состав препрега для армирующего слоя	Разрушающее давление минимальное, МПа	Разрушающее давление максимальное, Бар
Базальтовая ткань+полиэтилен	13	21
Стекланный ровинг+полиэтилен	12	29
Углеродная ткань+полиэтилен	15	16

Как видно из таблицы проведенных в АО «НИИГрафит» исследований, максимальное разрушающее давление достигается при разрушении трубы, изготовленной из материала «стелянный ровинг+полиэтилен».

Из таблицы 1 видна возможность изготовления ПАТ с рабочим давлением до 9 МПа с коэффициентом запаса 3.

Список использованных источников

1. Gibson A.G., Linden J.M. Elder D., et al Non-metallic pipe systems for use in oil and gas. Plast Rubber Composites 2011, V. 64, p. 465-480.

2. Ochoa OO and Salama mm. Offshore composites: transition barriers to an enabling technology. Compos Sci Technol 2005; 65: 2588–2596.
3. Wu Z. Advancement of basalt fiber composites towards infrastructural applications (Keynote paper) / Z. Wu, X. Wang, G. Wu // Proceedings 42 of the International Symposium on Innovation & Sustainability of Structures (ISISS'11). – 2011.

УДК 004.942

ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК ЛАБОРАТОРНОГО СТЕНДА ДЛЯ АНАЛИЗА И ОПТИМИЗАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

*Я.А. Юрченко¹, Е.В. Харитонов², Ф.Ф. Миннахметов¹, Л.Р. Байбекова^{1,2},
А.В. Шарифуллин¹, Н.Р. Гафуров², Э.Р. Валеев²*

*Казанский национальный исследовательский технологический университет,
Казань, Россия*

*Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия*

Транспортная система углеводородов является стратегической составляющей экономики нашей страны. Поскольку размеры Российской Федерации достаточно велики, а удаленность районов традиционного залегания углеводородных ископаемых от мест потребления и переработки значительная, то наиболее эффективным в нашей местности является трубопроводный транспорт углеводородного сырья [1].

В современном мире, где технологии развиваются с невероятной скоростью, цифровые двойники становятся ключевым инструментом для оптимизации и повышения эффективности различных промышленных

процессов. Особенно это касается магистральных и промысловых трубопроводов, где точность и надежность играют критическую роль.

Цифровой двойник установки для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений представляют собой виртуальные модели реальных объектов, которые позволяют проводить детальные исследования и симуляции процессов, происходящих в трубопроводах [2].

Одним из наиболее перспективных методов повышения производительности магистральных трубопроводов является применение противотурбулентных присадок (ПТП) [3].

Предлагается разработать цифровой двойник лабораторного стенда для испытания реагентов для трубопроводного транспорта [4], который сможет рассчитывать необходимые параметры транспортировки нефтепродуктов, учитывая состав и реологию движения жидкости с пользовательским интерфейсом.

Предметная область данного проекта охватывает промышленное освоение транспортировки нефтепродуктов с учетом их технологических и эксплуатационных характеристик.

Этап 3D-моделирования является ключевым в процессе создания цифрового двойника. Он включает в себя детальное исследование реального прототипа или создание 3D-модели с нуля, если прототип отсутствует. На этом этапе используются математические методы и специализированные платформы для создания точной цифровой копии объекта.

С помощью программы Autodesk Inventor и КОМПАС-3D, которая позволяет создавать сложные трехмерные модели деталей и сборок, была создана точная цифровая копия реального объекта, что позволило эффективно прогнозировать и оптимизировать его работу (рисунок 1). Возможности по анализу и проведению симуляций помогают проверить работоспособность и эффективность моделей, что критически важно при создании цифрового двойника установки для стендовых испытаний.

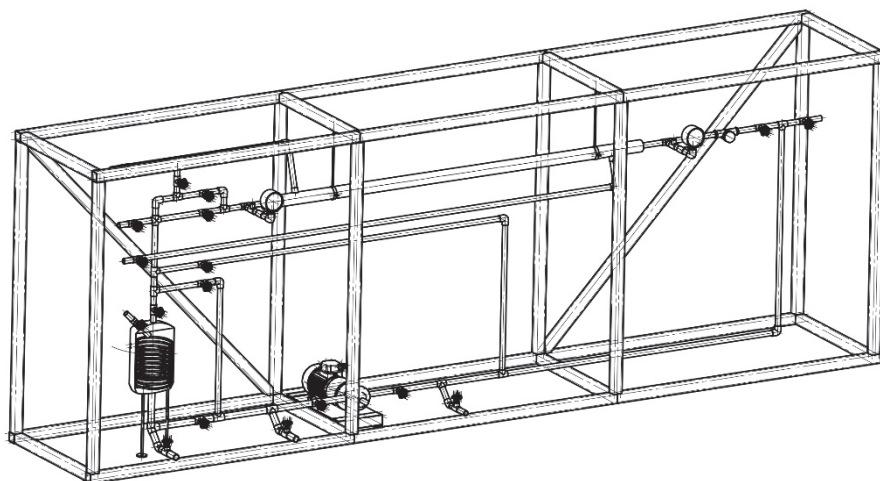


Рисунок 1. 3D модель лабораторного стенда для испытания реагентов

Эти возможности делают КОМПАС-3D мощным инструментом для создания цифровых двойников, которые могут быть использованы для прогнозирования поведения объектов, оптимизации процессов и повышения эффективности производства.

Таким образом, создание цифровых двойников лабораторных стендов с использованием программ, таких как Autodesk Inventor и КОМПАС-3D, открывает широкие возможности для оптимизации магистральных и промышленных трубопроводов. Эти технологии позволяют проводить детальные исследования, прогнозировать поведение систем в различных условиях и вносить необходимые корректировки до начала эксплуатации, что значительно повышает эффективность и надежность трубопроводных систем.

Список использованных источников

1. Харитонов Е. В., Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Пестерникова Г.Г., Гафуров Н.Р., Юрченко Я.А., Миннахметов Ф.Ф., Дусметова Г.И. Исследования промышленных гиперразветвленных полимеров для трубопроводной перекачки вязких нефтяных сред // Нефтяная провинция. -2024.-№2(38).-С. 204-219. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.204-219>. - EDN CMJSJA
2. Установка для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений: пат.166259 Рос. Федерация МПК C01F 25/00 / Шарифуллин А.В., Байбекова

Л.Р., Хуснуллин А.В., Дусметова Г.И., Харитонов Е.В.; заявитель патентообладатель ФГБОУ ВО «КНИТУ». - №2016100724/28; заявл. 11.01.2016; опубл. 20.11.2016, Бюл. №32. – 4с.

3. Разработка реагентов из отходов нефтехимического производства для трубопроводного транспорта углеводородов / Е. В. Харитонов, А. В. Шарифуллин, Л. Р. Байбекова [и др.]. DOI: 10.55421/1998-7072_2022_25_10_27 // Вестник Технологического университета. 2022. Т. 25, № 10. С. 27–30. EDN EZUALD.

4. Харитонов Е.В., Минеев А.Э., Максимов А.Ф., Годящева М.В., Багеев А.М. Модельная установка магистрального трубопровода для исследования противотурбулентных присадок // Трубопроводный транспорт углеводородов. 2022. С. 44-45.

УДК 534.86

ОПТИМИЗАЦИЯ ФИЛЬТРАЦИИ АКУСТИКО-ЭМИССИОННЫХ СИГНАЛОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОНИТОРИНГА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Р.Х. Юсупов, Р.Г. Рыскулов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Акустико-эмиссионный мониторинг является эффективным методом неразрушающего контроля состояния технологического оборудования, однако успешное применение данного подхода требует решения ряда сложных методических задач. Одной из ключевых проблем является высокий уровень техногенных шумов, маскирующих полезные акустико-эмиссионные сигналы, связанные с зарождением и развитием дефектов.

В настоящей работе предложен комплексный подход к фильтрации акустико-эмиссионных данных, основанный на анализе амплитудно-временных характеристик сигналов с учетом их физической природы. Показано, что использование критериев, базирующихся на статистическом распределении параметров акустико-эмиссионных сигналов, позволяет эффективно отделять

полезную информацию от помех, существенно повышая достоверность мониторинга. Особое внимание уделено влиянию частотной фильтрации на качество обработки, что является принципиально важным аспектом при адаптации метода к специфике различных технологических объектов.

Ключевым аспектом данной работы является детальный анализ влияния параметров фильтрации на качество обработки акустико-эмиссионных данных. Показано, что стандартные подходы, основанные на общих критериях отбора сигналов по амплитуде и длительности, зачастую недостаточны для эффективной фильтрации в условиях сложной помеховой обстановки. Предложена методика адаптивной настройки алгоритмов фильтрации с учетом особенностей режимов работы и технического состояния контролируемого оборудования. Данная методика включает оценку работоспособности отдельных измерительных каналов, анализ суточных и иных циклических вариаций помеховой обстановки, а также корректировку фильтрующих критериев в соответствии с выявленными закономерностями.

Список использованных источников

1. Махмудов Х.Ф., Савельев В.Н., Савельев Д.В., Медведев В.Н., Круглов С.Ю. Проведение натурных исследований акустических свойств горного массива и бетонной обделки в подземных сооружениях ФГУП «Горно-Химического Комбината» – предприятие госкорпорации «Росатом». В кн.: XXIII Петербургские чтения по проблемам прочности, посвященные 100-летию ФТИ им. А.Ф. Иоффе и 110-летию со дня рождения чл.-корр. АН СССР А.В. Степанова, г. Санкт-Петербург, 10–12 апреля 2018 г. С. 136–137.
2. Махутов Н.А., Иванов В.И., Соколова А.Г., Васильев И.Е., Чернов Д.В., Скворцов Д.Ф., Бубнов М.А. Мониторинг разрушения волокон композитных материалов с применением системы акустической эмиссии, виброанализатора и высокоскоростной видеосъемки. Дефектоскопия. 2020;(12):14–23.
3. Газпром 2-2.3-238-2008 Методика акустико-эмиссионного контроля переходов магистральных газопроводов через водные преграды, автомобильные и железнодорожные дороги. 2008

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ – И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

Р.Ф. Янтурин, Х.Ш. Шамилов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Магистральные трубопроводные системы для транспорта нефти и нефтепродуктов являются энергоемкими объектами топливно-энергетического комплекса России, потребляющими существенное количество электроэнергии. Одной из ключевых задач магистрального транспорта является снижение энергопотребления и повышение энергоэффективности. Одним из таких способов стало использование полимерных добавок, которые получили название антифрикционных или противотурбулентных присадок (ПТП); в зарубежной литературе такие вещества называют «Drag reducing agents» (DRAs)[1].

В настоящее время противотурбулентные присадки применяются на важнейших для экономики Российской Федерации экспортных направлениях транспортировки нефти и нефтепродуктов. Применение ПТП на отдельных перегонах магистральных трубопроводов при транспорте нефти и нефтепродуктов является достаточно распространённым и высокоэффективным методом увеличения пропускной способности нефте- и нефтепродуктопроводов, при этом наиболее привлекательным фактором применения ПТП является относительно низкая стоимость установки пунктов ввода ПТП в магистральный трубопровод.

Впервые феномен снижения гидродинамического сопротивления при турбулентном течении разбавленных высокомолекулярных растворов был зафиксирован в 1931 году при изучении течения воды с добавлением в малой

концентрации волокон древесной пульпы Форестом и Гриерсоном и описан в работе [2].

Обычные присадки, где рабочим веществом является полигексен эффективно применяются для снижения сопротивления легкой нефти и дизельного топлива, в нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновые отложений работают не всегда. Причина в том, что такая нефть характеризуется повышенным содержанием асфальтенов, смол и высокомолекулярных парафинов, которые не способствуют растворению полигексена. В особенности это касается асфальтенов, которые по своему строению напоминают фрагменты графита, уложенные в стопки. К периферии этих фрагментов присоединены углеводородные и гетероатомные заместители. Асфальтены и полимеры высших альфа-олефинов являются антагонистами [3], вероятно, вследствие образования внутри- и межмолекулярных контактов в молекулах полимера.

Список использованных источников

1. Карпов Ф.А. Оценка эффективности транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам за счет использования противотурбулентных присадок с учетом их деградации: дисс. канд. техн. Наук. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023
2. Forrest, F. Friction losses in cast iron pipe carrying paper stock / F. Forrest, G.A. Grierson // Paper Trade Journal. –1931. –№92(22). – P. 39-41.
3. Waynick J.A. Method for improving the performance of engines powered by liquid hydrocarbon fuel. Пат. США 7264640 B2 / опубл. 04.09.2007.

НЕОБХОДИМАЯ ВЕЛИЧИНА ОТПУСКА ОСНОВЫ НА МНОГОЗЕВНОМ СТАНКЕ С МОДЕРНИЗИРОВАННЫМ ОСНОВНЫМ РЕГУЛЯТОРОМ

Э.Н. Джафаров

*Азербайджанский Государственный Экономический Университет (UNEC),
Баку, Азербайджан*

Аннотация: В статье рассматривается динамика механизма основного регулятора под влиянием деформации структуры ткани. Определен, что в процессе срабатывания навоя длина геометрической линии заправки основы изменяется. Оценки величины этого изменения можно воспользоваться соответствующими полученными формулами, учитывая вполне определенный закон изменения угла отклонения скала от горизонтали.

Для стабилизации натяжения нитей основы по мере срабатывания навоя на станках применяются модернизированные основные регуляторы [1, 2], дающие значительный экономический эффект. Здесь функцию управления работой фрикционной муфты выполняет не опускающееся скало (как на станках с заводскими регуляторами), а специальные корректирующие устройства, движение которых осуществляется от щупа основы на навое. Точность регулирования определяется формой профиля поверхности корректирующих элементов. Для их проектирования [3, 4] необходимо знать закон изменения линейного перемещения о ведущего диска фрикционной муфты вдоль оси редуктора в зависимости от технологически необходимой величины отпуска основы, то есть угла поворота навоя..... В [3] выражение записано на основании понятия величины подачи основы, необходимой для формирования ткани:

$$\alpha_n = (1/P_y)[1 + (a_0/100)]\rho^{-1}, \quad (1)$$

где: P_y -плотность ткани по утку;

a_0 - уработка основы;

ρ - переменный радиус основы на навое.

Для станков с рассматриваемыми регуляторами это выражение нуждается в уточнении. В процессе срабатывания навоя длина геометрической линии заправки основы L (от точки схода с навоя до основа наблюдателя) изменяется.

С целью оценки величины этого изменения можно воспользоваться соответствующими формулами [5], учитывая вполне определенный закон изменения угла φ отклонения скала от горизонтали. Натяжение T основных нитей в ветви скало - основа наблюдателя на станках поддерживается на заданном уровне в том случае, если скало при уменьшении ... перемещается вверх. Для станков вырабатывающих меланжевую

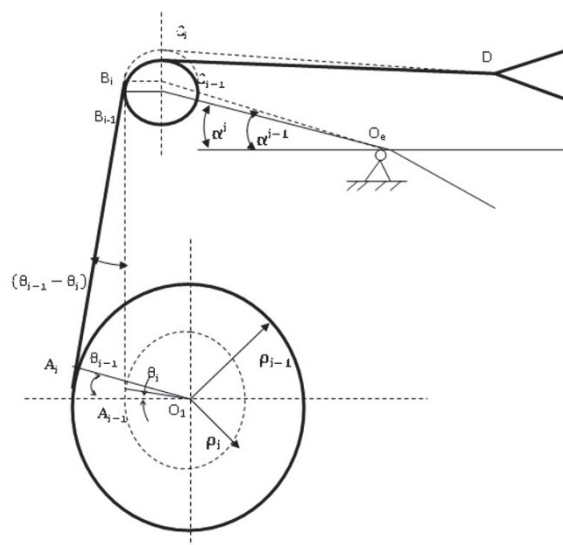


Рис. 1

ткань арт. 3303, с учетом данных [3], при $T = \text{const} = 0,53 \text{ Н/нить}$ и

$\rho_{\text{max}} = 300 \text{ mm}$, $\varphi_{\text{min}} = \alpha_{p.c}$, $I_{\rho_{\text{max}}} = 10^0$ и по формулам (10-14) из [5] $L_{\text{min}} = 973 \text{ mm}$, а при $\rho_{\text{min}} = 75 \text{ mm}$, $\varphi_{\text{max}} = \alpha_{p.c}$, $I_{\rho_{\text{min}}} = 14^0 10'$, $L_{\text{max}} = 1067 \text{ mm}$. Таким образом, изменение длины L составляет 9,65%. Часть этой длины должна быть восполнена за счет изменения величины подачи основы.

Рассмотрим некоторый промежуток времени работы станка, за который навой совершит N полных оборотов, а скало переместится несколько вверх.

На рис. 1 показана геометрическая линия заправки основы A_i, B_i, C_i, D на участке от точки схода нитей с навоя до основа наблюдателя, длина которой $L_i = L_i(\rho_i, \alpha_{p.c}^i)$ отличается от ее первоначальной длины $L_{i-1} = L_{i-1}(\rho_{i-1}, \alpha_{p.c}^{i-1})$ соответствующей линии $A_{i-1}, B_{i-1}, C_{i-1}, D$. Следовательно, за каждый цикл рассматриваемого периода работы станка подача основы должна быть равна суммарной величине, необходимой для формирования ткани,

$$S = 1/P_y(1 + a_0/100) \quad (2)$$

и приращения подачи ΔS_i , необходимой для компенсации возрастающей длины геометрической линии заправки

$$S_i = (L_i - L_{i-1} - \Delta L_i) n_i \quad (3)$$

где: n_i -число циклов работы станка, соответствующее N оборотам навоя;

$\Delta L_L = \widetilde{A_i} A'_i = \rho_i(\theta_{i-1} - \theta_i)$ - естественное приращение (самоприращение) длины основы, соответствующее N полным оборотам навоя.

Поясним причину образования величины ΔL_i . При повороте навоя на угол $2\pi N$ ветвь основы A_{i-1} , B_{i-1} за счет уменьшения ρ повернется относительно навоя на угол $(\theta_{i-1} - \theta)$ и займет положение A_{i-1} , B_{i-1} . Вследствие этого происходит самопроизвольный сход основы с навоя на величину дуги $A_i A'_i = \Delta L_i$. Число циклов работы станка n_i можно рассчитать аналитически. Предположим, что нити формируют тело намотки навоя согласно, например, закону архимедовой спирали $\rho = k\gamma$ (удовлетворительное предположение) с параметром спирали k , равным диаметру нити основы. Тогда длину нити L_{nc} сходящую с навоя за N оборотов, определим по формуле длины дуги спирали:

$$L_{nc}^i = \frac{k}{2} \{ [\gamma_{i-1} \sqrt{\gamma_{i-1}^2 + 1} + \ln |\gamma_{i-1} + \sqrt{\gamma_{i-1}^2 + 1}|] - [\gamma_i \sqrt{\gamma_i^2 + 1} + \ln |\gamma_i + \sqrt{\gamma_i^2 + 1}|] \} \quad (4)$$

где: $\gamma_{i-1} = 2\pi N_{i-1}$; $\gamma_i = 2\pi N_i$ -величины полярного угла спирали, соответствующие N_{i-1} (при $\rho = \rho_1$) и N_i (при $\rho = \rho_1$) оборотам навоя при его формировании. Тогда....

$$n_i = L_{nc}^i / S + \Delta S_i \quad (5)$$

Технологически необходимый угол поворота навоя за цикл работы станка $\alpha_n^1 = (S + \Delta S_i) \rho_i'$ с учетом выражений (2, 3) и несложных преобразований получаем в виде:

$$\alpha_n^1 = [1/P_y (1 + a_0/100) L_{nc}^i / L_{nc}^i - L_i + L_{i-1} + \Delta L_i] \rho_i^{-1} \quad (6)$$

Очевидно, что точность α_n^1 повышается с уменьшением величины ...

Выражение (6) позволит рассчитать профиль поверхности корректирующих элементов, которые обеспечат постоянную величину натяжения основных нитей в ветви скалооснова наблюдатель.

Список использованных источников

1. Васильев, Р.А., Рыклин, Д.Б. (2011), Изменение свойств льняного волокна в технологическом процессе производства чистольняной пряжи пневмомеханическим способом прядения, Вестник Витебского Государственного Технологического Университета, 2011, № 20, С. 15–22.
2. Назарова, М. В., Бойко, С. Ю., Фефелова, Т. Л. (2015), Разработка оптимальных параметров ткани, обладающих низкой воздухопроницаемостью и материалоемкостью, Международный Журнал Прикладных и Фундаментальных Исследований, 2015, № 12-5, С. 806–809.
3. Сергеев, В.Т. (2016), Исследование уработок нитей основы и утка в многослойных тканях // Вестник технологического университета. 2016. Т.19, №19 - С.112-115.
4. Прохоренко, О. В., Гришанова, С. С., Коган, А. Г. (2019), Анализ качества льняной пряжи и возможности его повышения, Вестник Витебского Государственного Технологического Университета, 2019, № 36, С. 81–90.
5. Милеева, Е.С., Казарновская, Г.В. (2020), Анализ влияния крутки на показатели качества котонинсодержащей пряжи пневмомеханического способа формирования, Вестник Витебского Государственного Технологического Университета, 2020, № 1 (38), С. 59–70.

СПОСОБ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И УСТРАНЕНИЯ ПРОСКОКОВ ПЛАМЕНИ НА ПОДОГРЕВАТЕЛЯХ ГАЗА ТИПА ГПМ-ПТПГ-30

А.А. Галимов, А.А. Ганиев

ООО «Газпром трансгаз Уфа», Уфа, Россия

В ООО «Газпром трансгаз Уфа» (Общество) на компрессорных и газораспределительных станциях (КС и ГРС) эксплуатируется более 200 подогревателей газа (ПГ). Наиболее распространенным типом ПГ является ГПМ-ПТПГ-30 производства ООО Завод «Газпроммаш». Одной из часто выявляемых неисправностей при эксплуатации подобных ПГ является перемещение фронта пламени из топки в горелочное устройство – проскок пламени [1]. При проскоке пламя перемещается внутрь инжекционной трубы к сопловому аппарату (рис. 1).

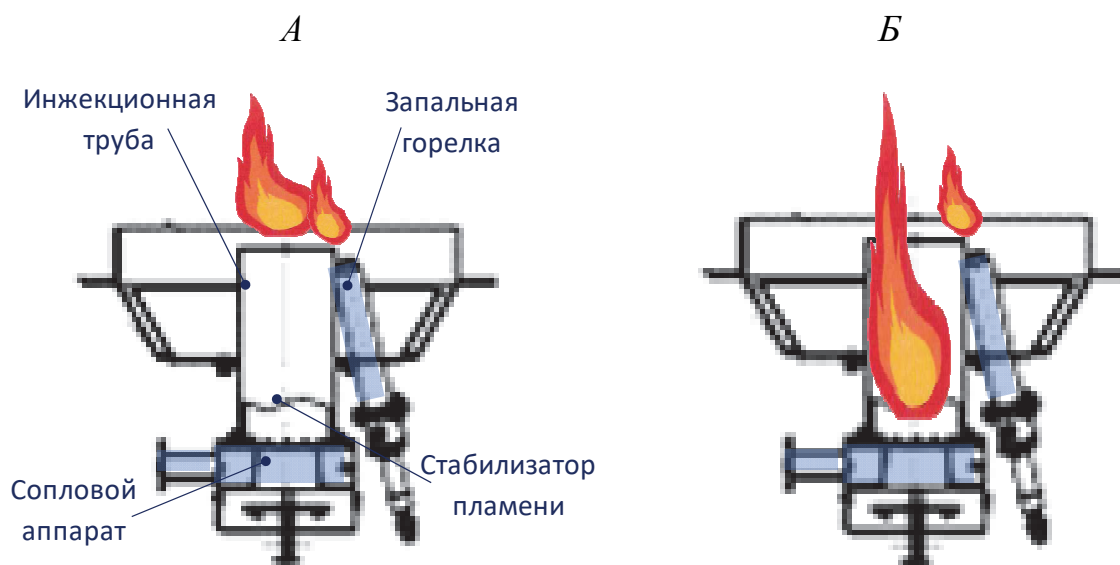


*Рисунок 1 Работа горелочного устройства подогревателя
ГПМ-ПТПГ-30 без проскока (А) и с проскоком пламени (Б)*

Последствием проскоков становится деформация и прогар стабилизатора пламени, выполняющего роль турбулизатора потока. Продолжительное горение внутри горелочного устройства приводит к повреждению инжекционной трубы и образованию нагара (рис. 2). Наблюдается повышение температуры воздуха в горелочном шкафу, что негативно влияет на работоспособность исполнительных и контролирующих узлов системы автоматики ПГ. При таком горении ухудшаются условия поступления в горелочное устройство первичного воздуха и его смешивание с газом, что приводит к неполному сгоранию, выбросам оксида углерода в продуктах сгорания [2]. Появление и рост тепловых потерь с химическим недожогом q_3 также ведут к снижению КПД ПГ.

Существует риск проскока пламени с хлопком (взрывом), а также погасания пламени и поступления газозоудной смеси в горелочный шкаф. В связи с этим необходимо минимизировать случаи проскоков пламени, а также оперативно диагностировать и устранять проскоки.

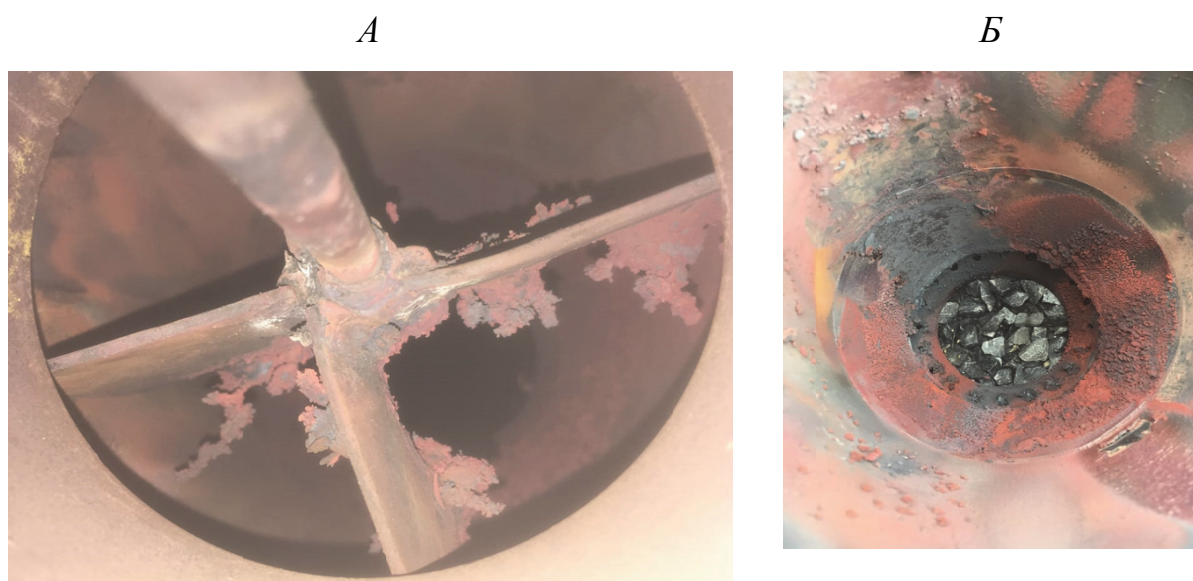


Рисунок 2. Последствия работы ПГ в режиме проскока пламени: прогар и деформация стабилизатора (А), нагар на внутренней поверхности инжекционной трубы (Б)

Основная причина образования проскоков – горение, при котором скорость газовой смеси меньше скорости распространения пламени [2]. Причины, по которым такой режим может возникнуть:

- установка давления топливного газа перед горелкой ниже $0,1 \text{ кгс/см}^2$ путем постепенного открытия крана на топливной линии при ручном режиме работы и низкой загрузке ПГ;
- резкая смена силы и/или направления ветра при автоматическом режиме работы.

Известны стандартные методы предупреждения и устранения проскоков пламени [3]:

- 1) не допускать работы горелки при давлении газа перед ней ниже предусмотренного инструкцией;
- 2) при повышении нагрузки горелок с принудительной подачей воздуха сначала увеличивать подачу газа, а затем воздуха, и наоборот, при понижении нагрузки горелок сначала уменьшить подачу воздуха, а затем газа;
- 3) зажигание газа в горелках производить на вторичном воздухе, а подачу первичного воздуха производить после загорания газа;
- 4) при отключении сначала снизить производительность горелок до минимальной согласно инструкции, а затем отключить подачу газа;
- 5) при работе горелок неполного предварительного смешения не допускать их работы с повышенной подачей первичного воздуха, обедняющего смесь и повышающего скорость распространения пламени;
- 6) не допускать перегрева выходной головы горелки. При проскоке пламени в горелку отключить подачу газа в горелку и не включать ее до полного остывания;
- 7) уменьшить тягу в топке, наблюдая за нормальной работой горелки.

При этом для выполнения большей части вышеперечисленных действий необходимо постоянное присутствие эксплуатирующего персонала. Также основным действием при обнаружении проскока является прекращение подачи газа и отключение горелки. В связи с круглосуточным режимом работы ПГ на

объектах ООО «Газпром трансгаз Уфа», а также наличием объектов без постоянного присутствия эксплуатирующего персонала применение стандартных методов [3] ограничено.

В настоящее время в Обществе разработан и проходит на ГРС Кушнареново Дюртюлинского ЛПУМГ опытную эксплуатацию альтернативный метод диагностирования и устранения проскоков пламени.

Список использованных источников

1. Галимов А.А., Бугай Д.Е., Асадуллин А.И. О влиянии ряда факторов на работоспособность подогревателей газа // Трубопроводный транспорт - 2023, Уфа, 16-17 ноября 2023 года. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. С. 5455.
2. Стариков, А. Н. Основы теории горения и взрыва: учеб. пособие / А. Н. Стариков; Владим. гос. ун-т им. А.Г. и Н.Г. Столетовых. Владимир: Изд-во ВлГУ, 2019. 148 с. ISBN 978-5-9984-1046-8.
3. Исламов М.Ш. Печи химической промышленности. Изд. 2-е, пер. и доп. «Химия», 1975. 432 с.

СЕКЦИЯ II. СООРУЖЕНИЕ И РЕМОНТ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ

УДК 69.002.5

АВТОМАТИЗАЦИЯ СВАРКИ ТРУБОПРОВОДОВ

В. Абдуллаев, И. Болкунец, С. Сидоров, М.М. Бердник

*Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы,
Москва, Россия*

В холодное время года на месторождениях нефти и газа проводят сварочные работы на трубопроводах вручную. Ручная сварка позволяет оперативно устранять повреждения и поддерживать работоспособность трубопроводов, что критически важно для бесперебойной добычи и транспортировки углеводородов.

В ходе анализа эффективности ручной сварки в Западной Сибири было выявлено, что этот метод экономически целесообразен в условиях ограниченных ресурсов, но автоматическая сварка значительно лучше подходит для использования в зимний период. Это связано с низкой производительностью ручной сварки и необходимостью в квалифицированных специалистах, что делает её менее эффективной в условиях суровых зимних температур [1].

Для выполнения автоматической сварки в среде защитных газов неповоротных стыков требуется специализированное оборудование. Такое оборудование может быть как отечественного, так и зарубежного производства.

В связи с текущей экономической ситуацией и учитывая цены на оборудование иностранных производителей, можно использовать сварочное

оборудование УАСТ-1 производства ООО «Технотрон» из города Чебоксары. Анализ показал, что данная система не уступает зарубежным аналогам в техническом плане [2].

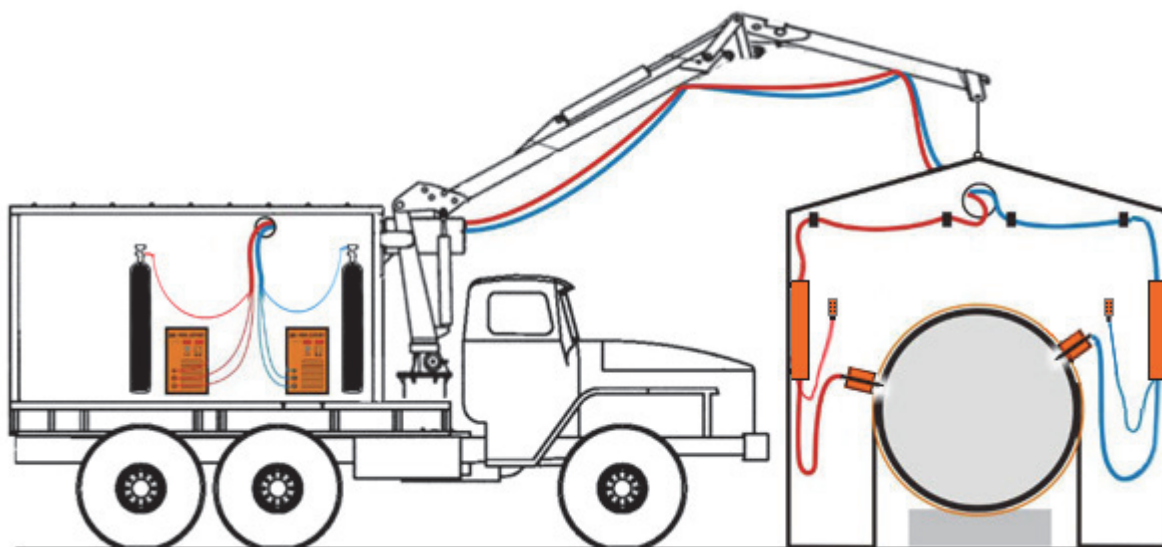


Рисунок 1. Схема сварочной установки

В состав комплекса входят:

1. Центратор внутренний гидравлический самоходный ЦВРС-142
2. Установка для индукционного подогрева стыка ППЧ50-10
3. Головки автоматической сварки УАСТ-1 «Альфа»
4. Источники питания ДС400.33УКП
5. Агрегат самоходный МКСТ-34 на базе Morooka MWT-7000ARC
6. Палатка защитная

УАСТ-1 «Альфа» оснащена системой автоматического управления, которая позволяет контролировать процесс сварки и поддерживать необходимые параметры. Это обеспечивает высокое качество сварных швов и снижает риск возникновения дефектов. Кроме того, автоматическая сварка позволяет проводить работы на трубопроводах, покрытых снегом и льдом. Это снижает риск падения работников и травм.

Таблица 1. Преимущества автоматической сварки УАСТ-1

Параметр	Ручная сварка в зимний период	Автоматическая сварка УАСТ-1
Качество сварных швов	Может ухудшаться из-за замерзания электродов и конденсата	Высокое и стабильное благодаря автоматическому контролю
Риск дефектов	Высокий риск пор, трещин и непроваров	Сниженный риск благодаря стабильным параметрам
Безопасность работников	Высокий риск травм из-за скользких условий	Сниженный риск травм благодаря автоматизации
Влияние низких температур	Негативное влияние на расходные материалы	Минимальное влияние благодаря контролю процесса
Скорость выполнения работ	Зависит от условий и квалификации работников	Ускоренная благодаря автоматизации
Затраты на проведение работ	Высокие из-за необходимости большого числа работников	Сниженные за счет уменьшения потребности в персонале

Согласно исследованиям, проведенным в области сварочных технологий, автоматизация сварочных процессов способствует не только повышению производительности, но и улучшению качества сварных соединений, что особенно важно для объектов, эксплуатируемых в экстремальных климатических условиях [3].

Однако стоит отметить, что автоматическая сварка требует значительных начальных инвестиций в оборудование и обучение персонала. Переход на автоматическую сварку трубопроводов представляет собой стратегически важный шаг для повышения эффективности и безопасности.

Внедрение этой технологии позволит компаниям не только улучшить качество и надежность своих проектов, но и значительно сократить затраты и сроки выполнения работ. В условиях растущей конкуренции и ужесточения требований к безопасности и экологии, автоматическая сварка становится не просто преимуществом, а необходимостью.

Список использованных источников

1. Колесников О. И., Гончаров Н. Г. Сварка трубопроводов при низких температурах //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – №. 2. – С. 14-16.
2. Поляков А. В. и др. Способы сварки труб различных марок сталей //REFERATOTECH. – 2020. – С. 56-59.
3. Иванов, А. Н. Сварочные технологии в нефтегазовой промышленности. — М.: Машиностроение, 2018

УДК 628.144.22

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

И.А. Алефиров, О.Н. Ракито

Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия

Подводные переходы являются наиболее опасными объектами магистрального трубопроводного транспорта, поэтому нуждаются в особом внимании при обеспечении требований экологической безопасности и повышения надежности (рисунок 1) [1].



Рисунок 1. Диаграмма аварийных ситуаций на трубопроводах

Способ ремонта дефектного участка подводного перехода выбирается в зависимости от вида и месторасположения дефекта, ширины и глубины пересекаемой водной преграды, наличия резервной нитки и других условий.

Существует несколько способов ремонта подводных переходов. Например, при значительном повреждении подводного участка или наличия большого количества устраненных ранее дефектов осуществляется прокладка новой нитки, что ведет к крупным материальным и временным затратам. Данный метод экономически невыгоден.

Для устранения единичных дефектов применяется наложение металлических заплат при помощи подводной сварки. Данный метод является временной мерой, и дефектный участок подлежит демонтажу при ближайшем капитальном ремонте.

Ремонт подводных переходов в кессоне является наиболее эффективным методом, так как в кессоне создаются условия для ремонта дефекта теми же методами, что и на поверхности, но данный метод требует больших временных и материальных затрат.

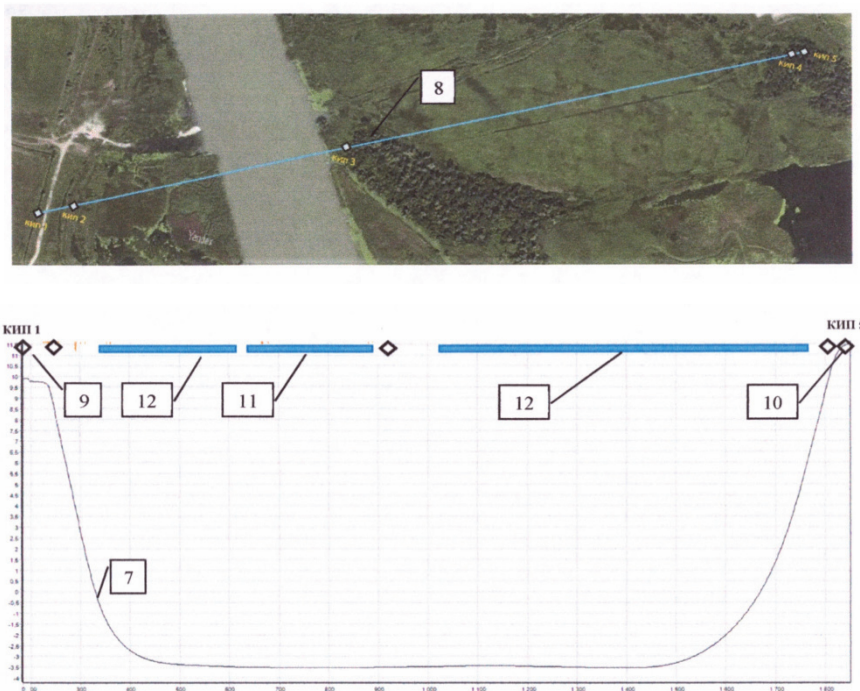
Каждый метод обладает рядом недостатков и не может самостоятельно, в полной мере, обеспечить эффективность и безопасность проведения ремонтных работ.

В процессе эксплуатации на подводный переход действует сразу несколько факторов – это давление перекачиваемого продукта, давление водной среды, перепады температуры и т.д. Все эти факторы вызывают в трубопроводе напряженное состояние, которое необходимо оценивать перед началом ремонтных работ [2].

Поскольку трубопроводы проложены по дну водной преграды, доступ к поверхности трубы затруднен, следовательно инструментальные (физические) методы определения напряженно-деформированного состояния не подходят.

Исходя из этого предлагается до начала ремонтных работ определить пространственное положение трубопровода используя БПЛА (рисунок 2). Сущность данного метода заключается в магнитометрической съемке

положения трубопровода с использованием беспилотного летательного аппарата, который перемещает магнитную антенну измерительного устройства над осью трубопровода по заданной траектории полета.



7 – трубопровод, высотное положение; 8 – трубопровод, плановое положение;
 9 – начальный объект трубопровода; 10 – конечный объект трубопровода;
 11 - река; 12 – пойма реки на правом и левом берегах

Рисунок 2. Полученные результаты пространственного положения трубопровода

На основании полученных координат подводного перехода рассчитывается радиус упругого изгиба трубопровода. Затем определяется напряжение в месте расположения дефекта, полученного по результатам внутритрубной диагностики. При повышенных значениях необходимо предусмотреть закрепление участка, например, наружными центраторами, перед началом работ по удалению дефектного участка. Также возможно освобождение трубопровода от защемления, путем размытия грунта на определенные расстояния в обе стороны от участка ремонта, для снижения изгибающих напряжений.

Список использованных источников

1. Самусева Е.А. Анализ опасности морских трубопроводов для количественной оценки риска аварий. – М.: ЗАО «НТЦ Исследований промышленной безопасности», 2011.
2. Велиюлин И.И. Анализ процессов перемещения трубопроводов на участках подводных переходов магистральных газопроводов / И.И. Велиюлин, В.А. Поляков, Э.И. Велиюлин и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 4. – С. 70–72.

УДК 621.64

АНАЛИЗ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ ПРИ СООРУЖЕНИИ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА

М.Е. Благинина, И.Д. Вильданов, З.А.М. Беклес

*Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы,
Москва, Россия*

В работе рассмотрены основные технические решения, принятые при проектировании промыслового нефтепровода на месторождении в Иркутской области. Данный проект уникальный, поскольку является единственным реализованным проектом строительства постоянного трубопровода, выполненного из полимерных труб [1].

Сложность проектирования заключалась в отсутствии соответствующих нормативных документов, поэтому каждое решение необходимо было принимать обосновано, с учетом особенностей материала. Большая часть проектировочных решений соответствует стандартным, принимаемым для стальных труб [2].

В качестве основного проектировочного решения было принято строительство трубопровода в насыпи с использованием тепловой изоляции (рисунок 1)

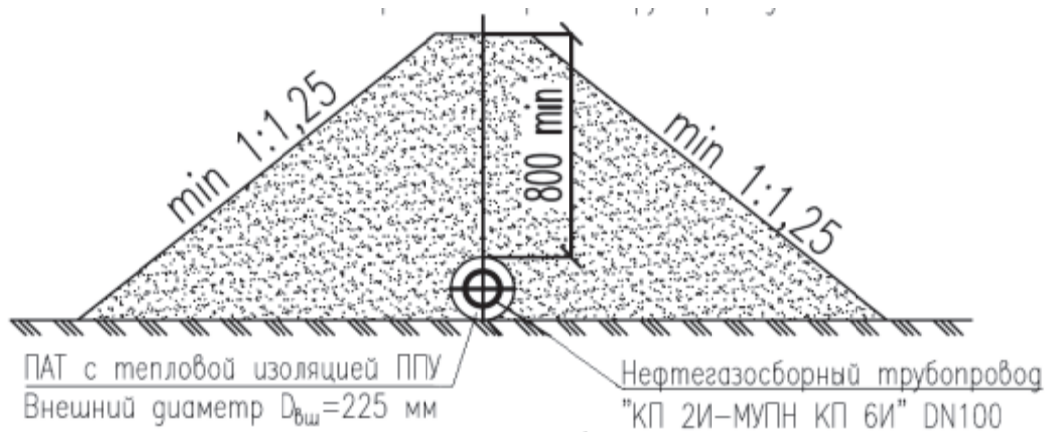


Рисунок 1. Схема насыпи нефтегазосборного трубопровода

Выбор подобной схемы обусловлен тем, что район прокладки находится в области сплошного распространения многолетнемерзлых пород, где 10% занимает мерзлота «несливающегося» типа и 90% - «сливающегося». Температура грунта на глубине более 10 метров обычно отрицательная, около - 2,07°С. Изменение температуры может повлиять на свойства грунта, вызывая изменение гидрогеологических условий и опасные процессы. Оттаивание может снизить прочность грунта и вызвать осадку, что может повредить сооружения.

Для дальнейшей безопасной эксплуатации крайне важно принять меры для минимизации изменений условий, которые могут вызвать проблемы. Если невозможно сохранить грунт в его естественном состоянии, следует рассмотреть возможность стабилизации и предотвращения его деградации. Чтобы сохранить грунт в мерзлом состоянии в проекте предлагается использование теплоизоляции. Это решение является необходимым в данных условиях. С одной стороны теплоизоляция сохраняет температуру нефти на требуемом уровне, с другой - защищает грунт основания от растепления.

Сооружение насыпи обосновано несколькими причинами – во-первых, подобный способ прокладки не требует разработки мерзлого грунта, во-вторых, обвалование служит дополнительной теплоизоляцией, что позволяет дольше сохранять температуру нефти при транспортировке ее в подогретом состоянии. При этом любопытно, что для данного проекта пересечение с коммуникациями,

а также переходы через естественные и искусственные препятствия выполнены методом наклонно-направленного или горизонтального бурения с прокладкой трубопровода в защитном кожухе.

Проектируемый напорный нефтепровод пересекает реки, озера, ручьи, обводненные и заболоченные участки. Переходы через водные преграды выполняются также подземно с использованием защитных футляров.

Для обеспечения устойчивости положения трубопровода и его защиты от повреждений аналогично стальным трубопроводам в проекте предусмотрена балластировка [3].

В целом в ходе анализа установлено, что большая часть технических решений, принятых в данном проекте «перекочевала» из нормативных документов, разработанных для стальных трубопроводов. Поскольку на момент реализации данного проекта утвержденной нормативной документации на проектирование трубопроводов из полимерно-армированных труб еще не было, то использование НТД, разработанной для стальных труб с обоснованием возможности применения принимаемых решений для рассматриваемого объекта, можно считать оправданным.

Тем не менее о правильности выработанных решений можно будет судить только спустя некоторое время эксплуатации. Именно такие проекты станут обоснованием для принятия и согласования новой нормативной документации для нефтепроводов, сооружаемых из полимерно-армированных труб.

Список использованных источников

1. Старикова П. В., Пастернак А. Ю. Анализ возможности применения композитных материалов для транспорта нефти по промысловым трубопроводам // транспорт и хранение углеводородов. – 2023. – С. 122-124.
2. Бердник М. М., Благинина М. Е. Анализ применения полимерных армированных труб на объектах промысловых и магистральных трубопроводов // Перспективы развития геологии, горного и нефтегазового дела : материалы научно-практической конференции,

Москва, 29 сентября 2023 года. – Москва: Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы, 2023. – С. 58-60. – EDN ANJHUA.

3. Синегуб Д. О. Сооружение промысловых газонефтепроводов с применением полимерно-армированных труб : дис. – Сибирский федеральный университет, 2016.

УДК 622.692.4.053

КОМБИНИРОВАННЫЙ СПОСОБ ВЫРАБОТКИ ГАЗА ИЗ РЕМОНТНОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Т.И. Газизов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Постоянные изменения на мировом рынке углеводородов, новые экологические инициативы заставляют нефтегазовую отрасль искать пути для внедрения современных технологий и методик в процессе добычи и транспортировки нефти и газа.

Комбинированный способ откачки природного газа из ремонтного участка газопровода в одноконтурном исполнении включает в себя два этапа: последовательное использование газоперекачивающих агрегатов (ГПА) компрессорной станции и откачка оставшегося объема газа с помощью мобильной компрессорной установки (МКУ). Данный метод применяется перед проведением ремонтных работ на газопроводе и ориентирован на максимизацию сохранения ресурса за счет уменьшения объема стравленного газа и снижения выбросов метана в атмосферу, что существенно повышает эффективность в области ресурсосбережения.

На первом этапе осуществляется откачка газа с помощью газоперекачивающих агрегатов (ГПА), расположенных на компрессорной

станции. Процесс осуществляется с повышенной скоростью, что минимизирует время, необходимое для подготовки участка к ремонту.

На втором этапе подключается мобильная компрессорная установка (МКУ), которая служит для дальнейшего уменьшения давления в газопроводе и обеспечения последующей переработки оставшихся объемов газа. МКУ подключается к свечной линии узла подключения компрессорного цеха с выходными шлейфами, направленными к крановому узлу на линейной части газопровода. Это обеспечивает аккуратное удаление остаточного газа. Для избежания «закачки» газа в контур компрессорного цеха производится его отсечение, путем закрытия выходных кранов АВО-газа, обводных кранов рециркуляции, кранов отбора топливного газа, а также кранов на УП. Перекачка газа из ремонтного участка выполняется до минимального давления, согласно паспорту, на МКУ

Таким образом, данное предложение способствует оптимизации использования материальных и энергетических ресурсов.

Список использованных источников

1. Иванов Э.С., Китаев С.В. Ресурсосберегающая технология отключения участка магистрального газопровода в ремонт с выработкой газа компрессорной станцией на ГПа и потребителя через газораспределительную станцию // В книге: Трубопроводный транспорт – 2023. Тезисы докладов конференции по специальности «Энергетика и рациональное природопользование». 2023. С. 40-46.

МЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ: ВЫЗОВЫ И РЕШЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ИНЖЕНЕРНЫХ СООРУЖЕНИИ

И.И. Гайнанов, Н.В. Морозова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Транспортировка углеводородов в условиях вечной мерзлоты представляет особые трудности из-за низких температур и неустойчивого характера грунта. Сезонные колебания температуры и влияние антропогенных факторов приводят к протаиванию и осадке грунтового основания, что может привести к деформации и разрушению инженерных сооружений. Для эффективного проектирования и эксплуатации дорог в таких условиях требуются прогнозные расчеты тепловых процессов в грунте

Frost 3D Universal – программный продукт для трёхмерного моделирования тепловых процессов в многослойных грунтах, разработанный для инженерных задач в условиях вечной мерзлоты. Программа позволяет моделировать теплотехнические процессы в грунте и рассчитывать поведение земляного полотна под воздействием климатических и эксплуатационных факторов.

Для решения вышеизложенных задач разработана модель, имитирующая поведение мерзлого грунта под действием человеческих факторов. Эта модель учитывает такие факторы как состав грунта, изменения температуры и свойства материала трубопроводов, проложенных под дорожным полотном. Программное обеспечение может моделировать деградацию вечной мерзлоты с течением времени и ее воздействие на инженерные сооружения, тем самым снижать риски протаивания и осадки за счёт точного прогноза поведения грунта под дорожным полотном.

Исходя из этого, мы можем понять, как изменяющиеся условия окружающей среды повлияют на безопасность транспортировки в

долгосрочной перспективе и разработать рекомендаций, технические управленческие решения по стабилизации геотехнической системы.

Помимо мероприятий по защите мерзлых пород от теплового влияния застройки следует предусматривать солнцезащитные навесы в целях сокращения опасного растепляющего влияния прямой солнечной радиации и летних осадков на грунт [1].

Список использованных источников

1 Ковенькин Д.А. Применение программного комплекса Frost 3D Universal для проведения прогнозных теплотехнических расчетов земляного полотна / Д.А. Ковенькин, Д.Н. Насников, И.С. Чернецкая // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2022. – № 3 (75). – С. 80–90.

УДК 622.692.4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОФИЛАКТИЧЕСКОГО РЕМОНТА ПОДЗЕМНОГО ИЗОГНУТОГО ТРУБОПРОВОДА С КАНАВОЧНЫМ ИЗНОСОМ

С.Н. Глукман

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Канавочный износ является одним из наиболее распространенных дефектов промысловых трубопроводов, приводящих к уменьшению их долговечности и надежности, а также отказам. Его возникновение обусловлено невысоким качеством очистки транспортируемого нефтепродукта, что приводит к содержанию твердых частиц, которые, оседая на внутренней поверхности трубопровода, разрушают его. Несмотря на то, что на данный момент методы защиты от коррозии постоянно совершенствуются, одной из

главных причин возникновения аварий технологических трубопроводов остается механохимическая коррозия [1].

Разработка методов оценки напряженного-деформированного состояния подземного изогнутого трубопровода с канавочным износом, определение сроков и условий для безотказной эксплуатации являются актуальными вопросами в нефтегазовой отрасли [2].

Целью исследования является разработка модели для определения технологических параметров профилактического ремонта подземного изогнутого трубопровода с канавочным износом.

К задачам относятся: анализ современных методов и подходов решения задач по прогнозированию отказов трубопроводов, связанных с коррозионными дефектами; прочностной анализ трубопровода с изгибом, подверженного канавочному износу; определение допустимого изогнутого радиуса при заданных геометрических характеристиках трубопровода и канавки; моделирование напряженно-деформированного состояния участка изогнутого трубопровода с канавочным разрушением в программном комплексе ANSYS.

Обеспечение бесперебойного функционирования и увеличение срока службы промысловых трубопроводов может быть достигнуто за счет применения новых, более совершенных конструктивных и технологических решений, а также совершенствования технологий по обслуживанию и эксплуатации. Несмотря на то, что этой проблеме посвящено большое количество трудов, на данный момент она не решена до конца.

Список использованных источников

1. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопроводов, подверженных канавочному износу методом конечных элементов / Т. С. Султанмагомедов, Т. М. Халиков, Р. Н. Бахтизин, С. М. Султанмагомедов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 6. – С. 151-162. – DOI 10.18799/24131830/2023/6/4014. – EDN JDRDXU.

2. Бурков, П. В. Моделирование ручейкового износа / П. В. Бурков, У. П. Кундянова // Современные материалы, техника и технологии. – 2015. – № 1(1). – С. 40-44. – EDN UJGEMN.

УДК 66.094.29:621.643.053(476)

**ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ
В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА С ПРИМЕНЕНИЕМ
УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ**

А.Г. Палаев¹, А.А. Красников²

*¹Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Уфа, Россия*

*²Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
Санкт-Петербург, Россия*

В данной работе приводится исследование, направленное на изучение влияния ультразвуковой обработки на снижение остаточных сварочных напряжений (ОСН).. Для этого были подготовлены 12 образцов толщина которых составила 8 мм из стали марки 09Г2С. Сварной шов на исследуемых образцах был выполнен с использованием полуавтоматической сварки и согласно нормативно-технической документации. Ультразвуковая обработка зоны сварного соединения проводилась с внешней, внутренней и двух сторон. Регистрацию остаточных напряжений проводили с использованием магнитоанизатропного метода, на основе которого построена работа прибора Stress Vision Lab. В ходе экспериментальных исследований выявили, что максимальное снижение остаточных (растягивающих) напряжений наблюдается при ультразвуковой обработке с внутренней стороны образца и снижение

составило:– 42 %. В результате проведённых экспериментальных исследований было разработано и запатентовано устройство для снижения остаточных сварочных напряжений [6].

Метод ультразвуковой обработки

Ультразвуковая обработка (УО) металла основана на:

- преобразовании электрического сигнала промышленной частоты 50 Гц в электрический сигнал ультразвуковой частоты 20000 Гц и более, с помощью ультразвукового генератора.

- преобразовании электрического сигнала ультразвуковой частоты 20000 Гц в механические колебания инструмента, такой же частоты с помощью ультразвукового преобразователя. Оборудование ультразвуковой обработки работает на резонансной частоте, генератор и преобразователь.

На практике использование силового технологического ультразвука во многом определяется техническими возможностями создания и передачи в обрабатываемую зону колебаний определенной мощности P (Вт), амплитуды ζ_m (мкм) и частоты f (Гц).

В качестве источника питания пьезоэлектрических преобразователей использовался ультразвуковой генератор. Согласно исследованию [5], было выяснено, что максимальное снижение остаточных напряжений достигается на ультразвуковой частоте 20 кГц. Поэтому в данном исследовании был выбран следующий ультразвуковой генератор:

- УЗГ – 200/20 с выходной мощностью 200Вт, рабочей частотой 20 ± 1 кГц.

Заключение

Результаты распределения остаточных сварочных напряжений после ультразвуковой обработки представлены ниже.

Ультразвуковая обработка с внешней стороны 1-го и 2-го образца.

Распределение остаточных сварочных (растягивающих) напряжений после ультразвуковой обработки 1-го и 2-го образца и составили:

- с внешней стороны снижение составило 11 %;

- с внутренней стороны снижение составило 16 %.

Ультразвуковая обработка с внешней и внутренней стороны 3-го и 4-го образца.

Распределение остаточных сварочных (растягивающих) напряжений после ультразвуковой обработки 3-го и 4-го образца и составили:

- с внешней стороны снижение составило 12 %;
- с внутренней стороны снижение составило 20 %.

Ультразвуковая обработка с внутренней стороны 5-го и 6-го образца.

Распределение остаточных сварочных (растягивающих) напряжений после ультразвуковой обработки 5-го и 6-го образца и составили:

- с внешней стороны составило 39 %;
- с внутренней стороны составило 42 %.

Список использованных источников

1. James MN. Residual stress influences on structural reliability. Eng Failure Anal. 2011;18(8):1909–1920.
3. Болобов В.И.; Латипов И.Ю.; Жуков В.С.; Попов Г.Г. Использование метода магнитной анизотропии для определения гидрогенизированных участков стального трубопровода. Энергии 2023, 16, 5585. <https://doi.org/10.3390/en16155585>
4. Palaev, A. G., Krasnikov, A. A. (2024). Ultrasonic Treatment of Welded Joint from External, Internal and Two Sides on Reduction of Residual Welding Stresses. International Journal of Engineering, 37(11), 2171-2180. doi: 10.5829/ije.2024.37.11b.04
5. Палаев А. Г., Николаев А. К., Духневич Л. Н., Красников А. А. Исследование снижения остаточных сварочных напряжений в результате ультразвуковой обработки сварного соединения на частоте 20, 37 и 44 кГц в// Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – Т. 13, № 6. – С. 530-538. – EDN LEKTAJ.
6. Патент № 2805006 С1 Российская Федерация, МПК В23К 9/02. Устройство для снижения остаточных напряжений : № 2023116690 : заявл. 26.06.2023 : опубл. 10.10.2023 / А.Г. Палаев, А.А. Красников; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет". – EDN QKUXFD.

МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ВОДНЫХ ПРЕГРАД

И.Ф. Кутлугильдин, Э.Я. Хайруллин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Современная нефтегазовая промышленность требует эффективных и инновационных решений для транспортировки углеводородов, особенно в условиях природных препятствий, таких как водные преграды. Одной из перспективных разработок в этой области является мобильный комплекс для непрерывного изготовления полимерного трубопровода. В отличие от традиционных методов, предполагающих монтаж трубопроводов на участках или применение сложной логистики для доставки отдельных элементов, мобильный комплекс обеспечивает производство трубопровода непосредственно на месте его установки, что особенно актуально для труднодоступных и удалённых регионов.

Инновационным решением является мобильный автоматизированный комплекс для спирального навивания труб, разработанный компанией Sustainable Pipeline Systems (SPS). Эта технология позволяет изготавливать и укладывать трубопровод прямо на месте, в том числе в полевых условиях.

Основой технологии MASiP является автоматизированное оборудование, которое оборачивает стальной армированный профиль вокруг полимерного сердечника, дополненного волоконно-оптическим кабелем для постоянного мониторинга целостности трубы. Установка внешнего защитного слоя, изготовленного в полевых условиях, обеспечивает непрерывную защиту трубопровода от агрессивных условий, таких как коррозия, сохраняя его целостность в условиях экстремальных температур и давлений.

В ходе испытаний было установлено, что система MASiP способна производить и укладывать до 1 км трубопровода в день. Использование встроенных волоконно-оптических сенсоров позволяет контролировать напряжения и деформации в трубопроводе в режиме реального времени, что улучшает безопасность эксплуатации, особенно в сложных условиях, таких как водные переходы и зоны сейсмической активности.

Ожидается, что применение MASiP позволит сократить расходы на строительство и обслуживание трубопроводов на 30–40%, благодаря уменьшению потребности в дополнительной инфраструктуре и снижению эксплуатационных затрат на мониторинг.

Список использованных источников

1. Everard, D., & Turner, M. MASiP Pipeline Technology: Revolutionizing Pipeline Installation with Real-time Monitoring Capabilities, 2022. - 145 p.
2. Caldwell, J., & Smith, R. Sustainable Pipeline Systems: Integrating Spiral-wound Optical Fiber Sensors for Intelligent Pipeline Monitoring, 2021. - 178 p.

УДК 539.421

ОБЕСПЕЧЕНИЕ РЕСУРСА РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ПУТЕМ ЗАДЕЛКИ ТРЕЩИН КОМПОЗИТНЫМ МАТЕРИАЛОМ

А.А. Кутушев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

ПАО «Транснефть» является крупнейшей трубопроводной компанией в мире, основным видом деятельности которой является организация и осуществление транспортировки нефти и нефтепродуктов по системе

магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основой для развития и модернизации системы магистральных трубопроводов является применение передовых технологий, обеспечивающих высокий уровень надежности, промышленной и экологической безопасности.

Резервуары вертикальные стальные (РВС) являются основным оборудованием для приема, хранения, учета и отпуска нефти и нефтепродуктов. Согласно годовому отчету ПАО «Транснефть» за 2023 год [1], компания эксплуатирует 1400 шт. резервуаров, общим объемом 24,1 млн. м³, из которых для хранения нефти предназначены 960 шт., общей емкостью 19,5 млн. м³, а для нефтепродуктов 440 шт. резервуаров общей емкостью – 4,6 млн. м³. В компании, в рамках реализации стратегических приоритетов предусматривается обеспечение развития системы магистральных трубопроводов и снижение аварийности на объектах трубопроводного транспорта, поэтому безаварийная эксплуатация резервуаров становится актуальной задачей.

Надежность резервуара – это свойство его конструкции выполнять функции приема, хранения и отбора при заданных параметрах. Критериями, характеризующими эксплуатационную надежность резервуаров, являются работоспособность резервуара, безотказность работы резервуара, долговечность резервуара и его элементов, ремонтпригодность элементов резервуаров. Своевременная и качественная оценка технического состояния резервуаров и устранение выявленных дефектов повышают их надежность при эксплуатации

Резервуар вертикальный стальной на протяжении всего срока эксплуатации находится под воздействием многих факторов вызывающие накопление повреждений, которые формируют развивающиеся дефекты.

Трещины образуются в резервуаре ещё на начальных этапах его строительства. В процессе изготовления проката, при сварке элементов резервуара в процессе изготовления, в металле образуются микротрещины, которые, впоследствии при эксплуатации резервуара и действия на них

растягивающих усилий увеличиваются в размерах. Трещины являются наиболее опасным дефектом, так как являются зонами концентрации механических напряжений, порождая локальные напряженно-деформированное состояние, соответствующее предельному состоянию. В связи с этим крайне важно своевременно обнаружить и произвести мероприятия по устранению трещины.

В качестве ремонта резервуаров без вывода из эксплуатации, предлагается заделка несквозных трещин композиционным материалом. Одним из вариантов заделки трещин является так называемая «холодная» сварка, которая заключается в использовании многокомпонентного материала на основе эпоксидных смол [2]. Данные композиции часто применяются для восстановления поверхности оборудования, подверженной коррозионному износу. Другим направлением применения пастообразных композитных материалов является заполнение трещиноподобных дефектов.

На сегодняшний день на рынке поставщики предлагают широкий выбор полимерных композитов и эпоксидных покрытий для ремонта резервуаров, включая герметизацию бетонного основания резервуаров, устранение течей, холодное приклеивание пластин, а также защиту от эрозии и коррозии. У композитных материалов прочностные свойства существенно ниже, чем у металлов, поэтому требуется поиск и различных наполнителей, повышающие механические характеристики.

Авторы статей [3-4] в своих работах исследовали закономерности проникновения композита в трещиноподобные дефекты, смоделировали процесс проникновения материала в трещину, а также модифицировали состав композитного материала фуллеренами и керосином, содержащим наноразмерные частицы оксида железа.

В работе [5] предложен способ и устройство для увеличения проникновения в трещины композиционного материала, которые основаны на принципе создания вакуума над поверхностью трещины в момент нанесения жидкой фазы. Это позволяет увеличить глубину проникновения в 1,5 раза.

Таким образом, актуальным является задача разработки нормативных документов по использованию композиционных материалов для заделки трещин в резервуарах с их формированием непосредственно в их полости.

Список использованных источников

1. Годовой отчет ПАО «Транснефть» за 2023 год. Утв. Распоряжением Росимущества от 28.06.2024 №1592-р. – 343 с.
2. Гафарова, В. А. Применение композиционных материалов для сдерживания роста трещин в нефтегазовом оборудовании / В. А. Гафарова // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16, № 5. – С. 99-107. – DOI 10.17122/ngdelo-2018-5-99-107.
3. Ильина, В.Н. Применение композита на эпоксидной основе, модифицированного фуллеренами и керосином, содержащим наноразмерные частицы оксида железа, для заделки трещин / В. Н. Ильина, С. В. Ильин, В. А. Гафарова, И. Р. Кузеев // Нанотехнологии. Информация. Радиотехника (НИР-23) : материалы Всероссийской молодежной научно-практической конференции. – Омск: ОмГТУ, 2023. – С. 138-143.
4. Вагазова, К. Р. Закономерности проникновения композита при гравитационном воздействии в узкие трещиноподобные дефекты / К. Р. Вагазова, В. А. Гафарова, В. Н. Невзоров // Экспертиза промышленной безопасности и диагностика опасных производственных объектов. – 2016. – № 1(7). – С. 119-121.
5. Гафарова, В. А. Модифицирование состава композиционного материала, для заполнения полости дефекта устройством вакуумного типа / В. А. Гафарова, И. Р. Кузеев, И. С. Каргин // Наука. Технология. Производство – 2017. Прикладная наука как инструмент развития нефтехимических производств : Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной дню Химика и 40-летию кафедры химико-технологических процессов Филиала Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Салавате. – Салават: УГНТУ. – 2017. – С. 253-254.

ГЕРМЕТИЗАЦИЯ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА: ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ГЕРМЕТИЗИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Н.А. Рябчиков, Е.М. Муфтахов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

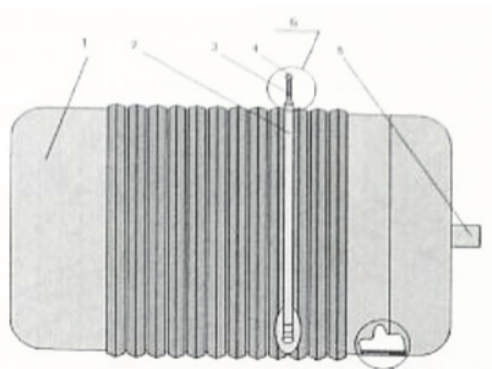
На данный момент в системе ПАО «Транснефть» при вырезке катушки для герметизации внутренней полости трубопровода применяются различные типы герметизаторов: герметизатор резинокордный (ГРК), пневмозаглушающее устройство (ПЗУ) и герметизатор типа «ФУГУ».

Герметизирующее устройство предназначено для временного перекрытия внутренней полости нефте- или нефтепродуктопровода, опорожненного от нефти или нефтепродукта, с целью предотвращения выхода взрывоопасных и горючих газов, нефти или нефтепродукта при ремонтно-восстановительных работах.

Герметизатор резинокордный состоит из оболочки резинокордной, пневмопровода для подачи сжатого газа, переходника со штуцером для подсоединения внешних элементов пневмосистемы. Оболочка резинокордная имеет цилиндрическую форму с плоскими днищами [1].

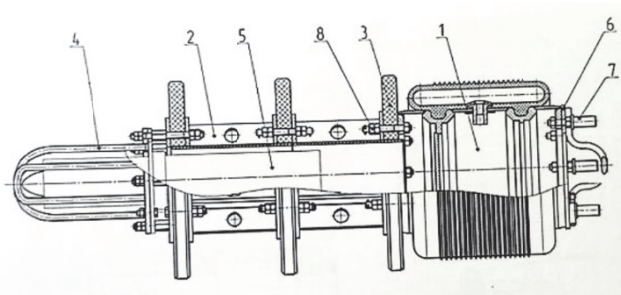
Конструкция ГРК изображена на рисунке 1.

Герметизатор типа «ФУГУ» состоит из следующих основных узлов, изображенных на рисунке 2: корпуса с герметизирующей оболочкой 1, двух направляющих опор 2 с центрирующими эластичными элементами 3, бампера 4, передатчика для скребка 5, бампера заднего 6, втулок направляющих 7.



*1 – резинокордная оболочка; 2 – пневмопровод; 3 – переходник со штуцером;
4 – рым-болт; 5 – резьбовая втулка*

Рисунок 1. Конструкция герметизатора резинокордного



*1 – корпус с герметизирующей оболочкой; 2 – опора направляющая;
3 – элемент центрирующий; 4 – бампер; 5 – передатчик для скребка (ПДС);
6 – бампер задний; 7 – втулки направляющие; 8 – крепежные элементы*

Рисунок 2. Конструкция герметизатора «ФУГУ»

Существуют некоторые ограничивающие факторы, которые не позволяют применять ГРК, ПЗУ и герметизатор типа «ФУГУ» в некоторых случаях. Например, камера приема средств очистки и диагностики может принять ограниченное количество герметизирующих устройств за раз в случае нескольких врезок одновременно.

Существуют ограничения по расстоянию, которое может пройти устройство по внутренней полости трубопровода, не получив значительного износа. Также представленные герметизаторы обладают достаточно жесткой конструкцией, что не позволяет им проходить крутые повороты трассы. Как следствие, там, где нельзя применить любой из перечисленных герметизаторов,

применяют самый простой способ герметизации внутренней полости трубопровода – герметизация с помощью глиняного тампона. Применение данного метода является необходимостью, поскольку иных методов герметизации в описываемых условиях, нет либо применение их в десятки раз дороже по сравнению с глиняным тампоном.

Применение глины в качестве герметизатора влечет за собой существенный недостаток – это засорение перекачиваемого продукта механическими примесями. Если в случае нефти применение глины допустимо, то в случае нефтепродукта, к которому предъявляются высокие требования к степени очистки, – нет. Допустимая доля механических примесей в нефти должна быть не более 0,05 % [2], то для дизельного топлива, например, она не должна превышать 0,004 %.

Список использованных источников

1. Герметизатор резинокордный для временного перекрытия внутренней полости магистральных нефтепроводов –URL: <https://studfile.net/preview/9115304/page:145/> (дата обращения: 30.10.2024).

2. ГОСТ Р 51858-2020. Нефть. Общие технические условия. – URL: <https://gostassistant.ru/doc/d3e4f694-afc9-4f5b-ae78-0b5032924ece> (дата обращения: 02.11.2024).

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ОПТИМАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ УТОРНЫХ УЗЛОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ

А.А. Скорняков¹, И.Ф. Кантемиров², А.Е. Зорин¹

¹НТЦ ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

*²Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Уфа, Россия*

Авторами предлагаются к рассмотрению следующие конструкции уторных узлов резервуаров:

- с технологическим непроваром (рисунок 1, а);
- без технологического непровара (рисунок 1, б);
- монолитная конструкция уторного узла с тавром в основании (рисунок 1, в).

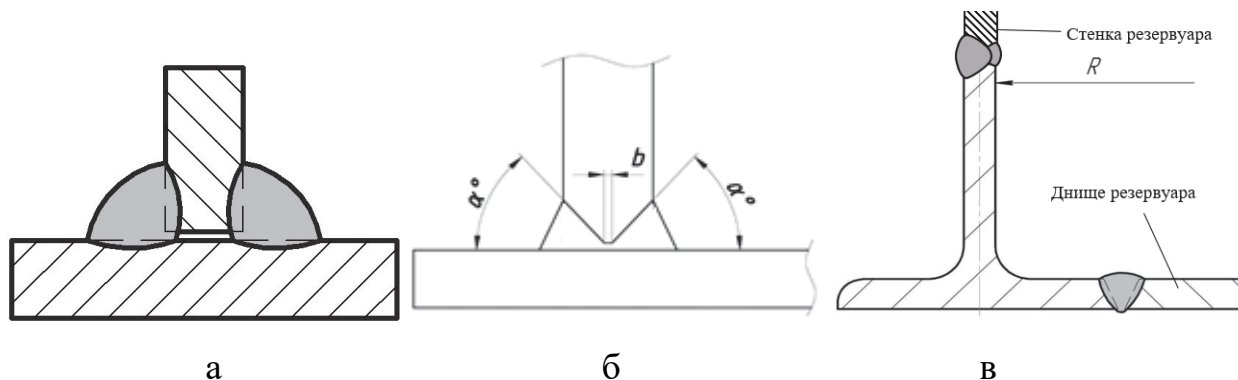


Рисунок 1. Эскизы различных конструктивных исполнений уторных узлов

Проведенный технико-экономический анализ различных конструкций уторных узлов, а также выполненная экспериментальная оценка их работоспособности позволяют сформулировать рекомендации по их эффективному использованию при сооружении РВС (таблица 1).

Таблица 1. Рекомендации по выбору оптимальной конструкции уторного узла

№ п/п	Объем резервуара	Конструкция уторного узла		
		С технологическим непроваром (Рисунок 1, а)	Без технологического непровара (Рисунок 1, б)	С тавром в основании (Рисунок 1, в)
1	До 5 000 м ³	+-	++	+
2	5 000 м ³	+-	++	+
3	10 000 м ³	+-	++	+
4	20 000 м ³	+-	+	++
5	30 000 м ³	+-	+	++
6	50 000 м ³	++	+	-
7	Свыше 50 000 м ³	++	+	-

Примечание: ++ - наиболее целесообразно; + - целесообразно; +- - допустимо;

-- - невозможно/нецелесообразно.

Таблица 1 сформирована исходя из следующих соображений:

- для резервуаров объемом до 10 000 м³ включительно конструкция уторного узла резервуара без технологического непровара дает существенное снижение эксплуатационных напряжений, а также лучшую технологичность и контролепригодность, в сравнении с конструкцией с технологическим непроваром. Учитывая ее меньшую стоимость, в сравнении с конструкцией с тавром в основе, данная конструкция может считаться наиболее целесообразной;

- для резервуаров объемом 20 000 – 30 000 м³ конструкция без технологического непровара практически не дает снижения эксплуатационных напряжений, в сравнении с конструкцией с технологическим непроваром, в отличие от конструкции с тавром в основе. Поскольку конструкция с тавром в основе обладает при этом высокой работоспособностью и контролепригодностью, она может считаться наиболее целесообразной в данном случае, несмотря на наивысшую стоимость;

- для резервуаров объемом 50 000 м³ и выше конструкция с тавром в основе не применима, поскольку в таких резервуарах используются большие толщины стенки (более 25 мм) и окрайки (более 15 мм). Для таких сочетаний толщин отсутствуют серийно выпускаемые тавры, а также возникают

сложности с их вальцовкой. Учитывая, что конструкция без технологического непровара в данном случае не снижает эксплуатационных напряжений, но при этом является более дорогой, наиболее целесообразной в данном случае является конструкция уторного узла с технологическим непроваром.

Список использованных источников

1. Скорняков, А. А. Анализ экономической целесообразности использования различных конструкций уторных узлов вертикальных цилиндрических резервуаров / А. А. Скорняков, А. Е. Зорин, Р. А. Харисов // Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобыче : сборник тезисов Международной научно-практической конференции для студентов, молодых ученых, преподавателей, аспирантов и специалистов нефтегазовой отрасли, посвященный памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде, Уфа, 24–27 августа 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 248-249. – EDN IQCBEY.

2. Оптимизация конструкции узла сопряжения днища со стенкой вертикального цилиндрического резервуара / А. Е. Зорин, О. И. Колесников, П. С. Голосов, А. А. Скорняков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 5(139). – С. 129-147. – DOI 10.17122/ntj-oil-2022-5-129-147. – EDN SAMUHI.

3. Скорняков, А. А. Экспериментальная оценка сопротивляемости разрушению уторных узлов вертикальных цилиндрических резервуаров различного конструктивного исполнения / А. А. Скорняков // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 1. – С. 112-121. – DOI 10.17122/ngdelo-2024-1-112-121. – EDN GBHYAZ.

МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА

Э.Я. Хайруллин, И.Ф. Кутлугильдин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В последние десятилетия нефтегазовая отрасль находится в периоде активного развития, где стремление к непрерывному совершенствованию технологий и методов добычи становится главным фактором обеспечения развития. Особенным открытием в сфере трубопроводного транспорта стала новая технология изготовления непрерывного полимерного промышленного трубопровода. **Mobile Pipe Solutions Ltd. (MPS)** разработала мобильную экструзионную систему, предназначенную для производства труб из полиэтилена высокой плотности (HDPE) непосредственно на месте установки. Этот метод сокращает до 95% соединений, необходимых в традиционных трубах, улучшает прочность, надежность и снижает логистические затраты, а так же позволяет снизить экологическое воздействие, так как трубы производятся непосредственно на объекте. Подход MPS особенно полезен в нефтегазовой сфере, где трубопроводы часто проходят через удаленные районы, и традиционные методы транспортировки могут быть сложными и дорогостоящими. В рамках этого подхода MPS поставляет полиэтиленовую смолу HDPE на объект наливом, что позволяет адаптировать процесс производства к уникальным требованиям каждого проекта.

Были проведены испытания технологии, которые показали, что используя мобильный экструдер, установка 30 км трубопровода может занять всего 15 дней, в то время как традиционный метод требует 150 дней. Это достигается за счет возможности экструзии труб длиной до 200 м с единственным сварным соединением в конце. С экономической точки зрения уменьшение затрат на транспортировку и сварку, а также сокращение времени на установку

значительно повышает общую эффективность проектов. Помимо перечисленных имеются и экологические преимущества за счет того, что производство труб из перерабатываемых материалов снижает углеродный след и минимизирует воздействие на окружающую среду. HDPE (полиэтилен высокой плотности) является не токсичным, инертным материалом, который можно перерабатывать.

Список используемых источников

1. Modern Polymer Pipe & Extrusions - Информация о мобильных экструзионных установках для HDPE трубопроводов и преимуществах использования этих систем в промышленности.2023.
2. Adremac Machinery - Описание мобильных решений для экструзии труб и их преимуществ в сложных условиях, включая добычу полезных ископаемых и энергетику.2023.

УДК 621.6

МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА

Т.А. Хафизов, К.Ш. Бикмухаметов, В.В. Шайдаков

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Один из наиболее значительных факторов снижающих надежность стальных труб, является их коррозионная активность. Происходит коррозионное разрушение внутреннего слоя трубы, из-за чего истончаются стенки промышленного трубопровода и повышается вероятность утечки перекачиваемой жидкости. Кроме этого, существует наружная коррозия трубы, вследствие чего необходимо нанесение наружных защитных слоев. К тому же

нужно отметить, что вследствие коррозии проходная полость труб «зарастает», нарушая пропускную способность трубопровода.

Другим фактором, снижающим надежность стального трубопровода является использование для соединения труб сварки. Если труба имеет сварной шов, то линия шва будет слабым местом трубы. Сварное соединение будет необходимо постоянно контролировать. И как показывает статистика, большая часть утечек происходит в сварных соединениях.

Использование полимерных труб в нефтегазовом промысле увеличит срок эксплуатации трубопровода, благодаря коррозионной стойкости труб из полимерного сырья и решения проблемы зарастания труб, вследствие их меньшей шероховатости. Остаются нерешенными проблемы сварных стыков и вероятность повреждения трубы в следствие её транспортировки на место строительства трубопровода, что тоже значительно влияет на его надежность.

Данные проблемы можно решить, используя мобильный технологический комплекс. Мобильный технологический комплекс производства и укладки непрерывного полимерного промышленного трубопровода обеспечит изготовление бесстыкового трубопровода или с минимальным числом стыков, что исключит вероятность повреждения труб во время их транспортировки, так как трубы будут изготавливаться непосредственно на промысле.

Мобильный технологический комплекс относится к области производства труб из полимерных материалов, которые могут быть армированы металлическим или иным усилителем прочности. Комплекс должен решить ряд технологических проблем в строительстве и эксплуатации трубопровода: изготовление непрерывного трубопровода, увеличение срока службы трубопровода, транспортирующего коррозионно-агрессивные жидкости, снижение затрат на изготовление труб для трубопровода, транспортировку труб на место строительства трубопровода и уменьшение денежных затрат на строительство труб, уменьшение времени строительства трубопровода. Так как комплекс мобилен, его можно перемещать со всем необходимым оборудованием на место строительства трубопровода, а также благодаря тому, что трубопровод

изготавливается на самом промысле, производимая труба дешевле, чем стальная. В связи с уменьшением числа стыков и увеличением срока службы трубопровода, увеличивается межремонтный период и уменьшаются затраты на ремонт.

Мобильный технологический комплекс производства и укладки непрерывного полимерного промыслового трубопровода состоит из нескольких мобильных платформ, на которых располагается оборудование для изготовления полимерного трубопровода (экструзионное оборудование).

Силовая часть комплекса обеспечивает работу двух ступеней экструзионной линии. Дизель-электростанция 16 обеспечивает электричеством комплекс, силовой привод 15, который синхронизирован с тянущим устройством 13, обеспечивает передвижение комплекса. На первой ступени экструзионной линии из емкости 17 гранулы (полимерное сырьё) загружаются в бункер 1 из которого в дальнейшем поступают в первый экструдер 2. Первый полимерный слой для армированной полимерной трубы, выдавленный через головку 3, для сохранения формы отправляется в вакуум-калибровочную камеру 4, с последующим охлаждением в ванне водяного охлаждения 5. Полученный внутренний слой полимерной трубы армируется с помощью армирующего устройства 6. На второй ступени экструзионной линии гранулы второго полимерного слоя загруженные в бункер 8 поступают во второй экструдер 9 и через трубную головку 10 формируют внешний полимерный слой армированной полимерной трубы.

Полученная труба, пройдя через вакуумно-калибровочную камеру 11 и водяную ванну охлаждения 12 образует конечную стадию армированной полимерной трубы. Для задания определенной скорости передвижения полимерной армированной трубы необходимо тянущее устройство 13, которое синхронизировано с силовым приводом 15. Отрезные операции производятся устройством 14. Укладка трубы происходит с помощью устройства 22.

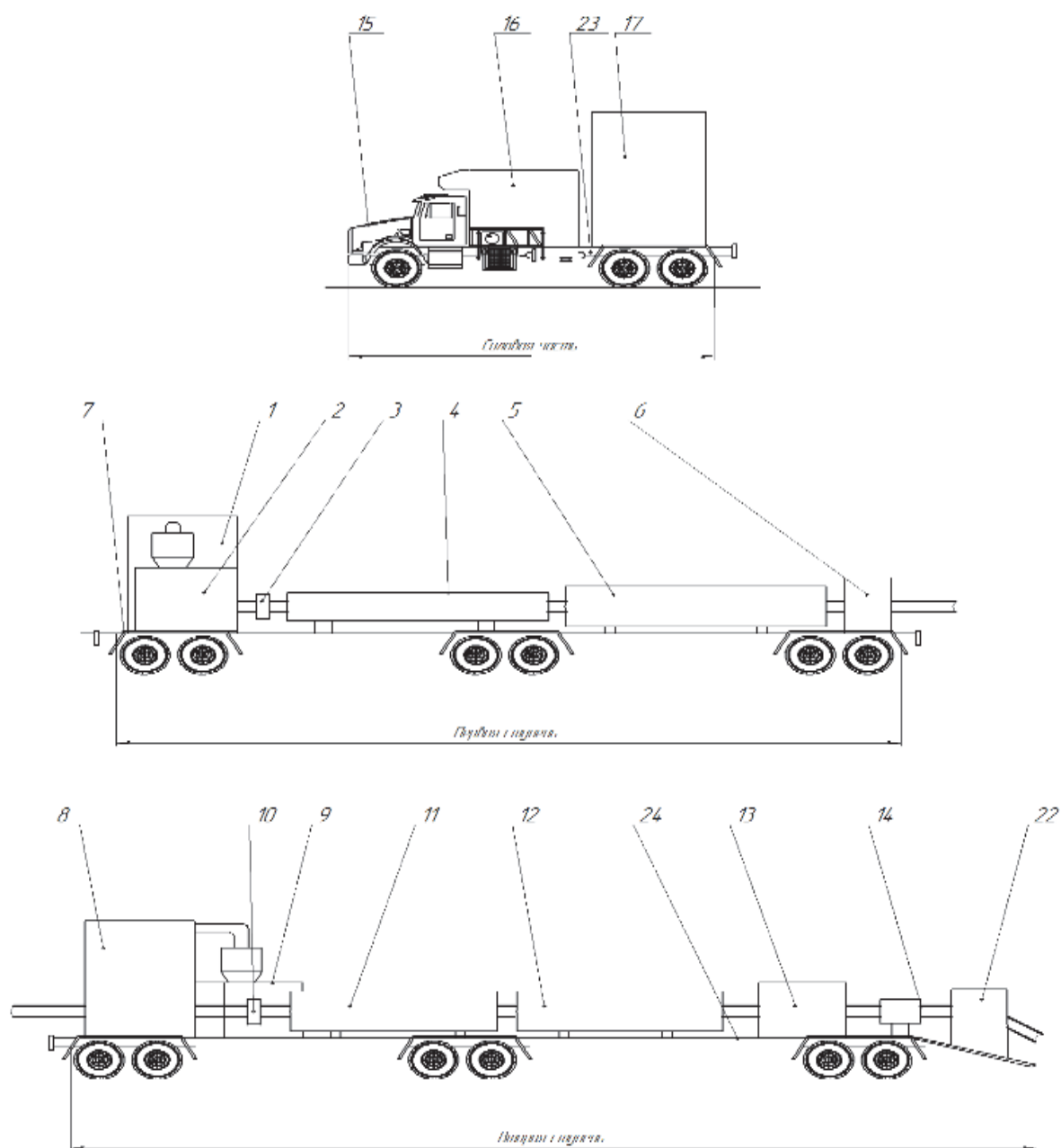


Рисунок 1. Общая схема комплекса

Список используемых источников

1. Тимонин В.А. Техничко-экономические аспекты проблемы коррозии // Анतिकор-Гальваносервис: Труды Междунар. научно-практ. конф. – М., 2007.– С. 54–57.

СПОСОБ СБЕРЕЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

С.А. Шалдина, Г.С. Шарнина, Н.Г. Коноплев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Проблема экономии топливно-энергетических ресурсов и охраны окружающей среды – одна из ключевых на сегодня. В условиях повышения требований к экологии особое внимание уделяется разработке эффективных методов минимизации потерь природного газа и снижению выбросов в атмосферу. Как известно, при проведении ремонтных работ на магистральных газопроводах ремонтируемый участок перекрывается кранами, а газ, находящийся внутри трубопровода, в большинстве случаев стравливается в атмосферу через продувочные свечи, что приводит к загрязнению окружающей среды [1, 2].

В данной работе выполнен анализ научных источников, рассматривающих способы сбережения природного газа при ремонте магистральных газопроводов, и изобретений, позволяющих сохранить природный газ, стравливаемый из газопровода, и в дальнейшем использовать его на какие-либо нужды.

Существуют следующие способы сбережения природного газа: безогневая врезка газопроводов, путем бандажирования; применение поршневых компрессорных установок; применение компрессора с перепуском газа через каналы, где при снижении давления, уменьшается процесс обратного расширения; применение мобильных компрессорных станций [3].

Анализ [3] показывает, что из всех перечисленных способов предпочтительным является использование мобильных компрессорных станций, которые дают возможность перекачивать газ из участка газопровода,

подлежащего ремонту, в работающий участок газопровода, тем самым сохраняя газ вместо того, чтобы стравливать в атмосферу.

В патенте [4] рассматривается способ сохранения природного газа путем предупреждения его выбросов в атмосферу при ремонте газопроводов, при котором природный газ из ремонтируемого участка газопровода направляется в рабочий участок газопровода и далее потребителю с минимальными потерями. Данный способ заключается в построении технологической схемы, обеспечивающей выработку газа потребителю до давления 1-1,2 МПа, сжижение природного газа с подключением мобильной установки, хранение сжиженного газа в специальной емкости высокого давления и его регазификацию. Данное изобретение позволяет сохранить до 75 % стравливаемого из ремонтируемого участка газа, а также исключить вред окружающей среде, наносимый при сбросе природного газа в атмосферу.

В данной работе предлагается способ снижения потерь природного газа в период проведения ремонтно-восстановительных работ на участке магистрального газопровода путем его сжижения и дальнейшей регазификации, аналогичный способу, изложенному в [4], отличающийся технологией сжижения природного газа. Для сжижения газа в мобильной установке предлагается использовать сопло Лавали, рассчитав предварительно его оптимальные параметры для сжижения природного газа.

Предлагаемый способ позволит сохранить газ, который ранее стравливался в атмосферу перед проведением плановых ремонтных работ. Данный способ является предпочтительным по сравнению с теми, что используются сегодня, например, мобильные компрессорные станции, поскольку он исключает необходимость сооружения протяженных временных трубопроводов для откачки газа.

Список использованных источников

1. Кожеева К.В., Шарнина Г.С. Врезки и перекрытия: Повышение надежности проведения ремонтных работ на магистральных трубопроводах под давлением. -

Издательство: ООО Информационное агентство Neftegaz.RU. Деловой журнал Neftegaz.RU, 2021 г., №3 (111). – С. 94-98.

2. Рафиков С.К., Шарнина Г.С., Аскаров Р.Г. Оценка прочности стенок труб магистральных трубопроводов с расслоениями металла. – Нефтяное хозяйство, 2023, №3. – С. 95-99.

3. СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО Газпром».

4. Пат.2644605 Российская Федерация, МПК F17D 3/00. Способ сохранения природного газа путём предупреждения его выбросов в атмосферу при ремонте газопроводов [Текст] Ткаченко И.Г.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Краснодар". – № 2015129865; заявл. 20.07.2015; опубл.13.02.2018, Бюл.№5. – 8 с.

Для заметок

This image shows a full page of a handwriting practice worksheet. It consists of multiple sets of three horizontal dashed lines, providing a guide for letter height and placement. The lines are evenly spaced across the entire page, leaving ample room for writing practice. There is no text or other markings on the page.

Научное издание

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ — 2024

Материалы XIX Международной научно-практической конференции,
приуроченной к 95-летию со дня рождения профессора В.Ф. Новоселова
и к 15-летию со дня образования ООО «НИИ Транснефть»

Уфа, 20–22 ноября 2024 г.

Том 2

Материалы изданы в авторской редакции

Подписано в печать 18.11.2024. Формат бумаги 60×84/16.

Усл. печ. л. 13.37. Тираж 100 экз. Заказ № 049.

Отпечатано с готового электронного файла
на оборудовании ООО НПФ «Восточная печать»,
e-mail: orient4@mail.ru.