

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 1

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. 1 — 236 с.

ISBN 978-5-7831-2486-0

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 978-5-7831-2486-0 (Том 1)

УДК 622.692

ISBN 978-5-7831-2485-3

ББК 39.7

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

© Коллектив авторов, 2024

Содержание

Обращение Ректора УГНТУ О.А. Баулина.....	8
Обращение Председателя оргкомитета конференции, президента УГНТУ, академика АН РБ, профессора А.М. Шаммазов.....	9
Обращение Генерального директора ООО «НИИ Транснефть» А.О. Наумова	10

СЕКЦИЯ I. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ

<i>И.С. Александров, Р.А. Шестаков</i>	
О ВЛИЯНИИ МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ НА ОБНАРУЖЕНИЕ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК	12
<i>Е.В. Анискович</i>	
ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН АВАРИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА МЕТОДАМИ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО И РАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ	14
<i>Д.Р. Ахтямова, Т.Р. Султанмагомедов</i>	
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТЕРИ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПОВЫШЕНИИ ТЕМПЕРАТУРЫ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ	17
<i>Э.Т. Бабаев</i>	
ОСЛОЖНЕНИЯ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОСБОРНЫХ СЕТЕЙ	20
<i>П.А. Багина, Р.Р. Таибулатов</i>	
ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЕ АСПО ПРИМЕНЕНИЕМ ИНГИБИТОРОВ	21
<i>Т.А. Барабанищикова, Р.Р. Таибулатов</i>	
ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПУСКА ЗАСТЫВАЮЩЕГО ТРУБОПРОВОДА, ПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ НЕФТИ РАЗЛИЧНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПОСЛЕ ЗАПЛАНИРОВАННОЙ ОСТАНОВКИ	24
<i>А.В. Башмаков, Д.А. Годовский</i>	
МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО КОМПРЕССОРА ПО ПАРАМЕТРИЧЕСКИМ ДАННЫМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК	27
<i>А.Р. Биарсланов, А.Р. Валеев</i>	
АНАЛИЗ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ	30
<i>Л.Р. Биктимирова, Т.А. Зубаиров</i>	
МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ПРИМЕНИМОСТИ ПОЛИМЕРНО-КОМПОЗИТНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОМЫСЛОВОМ ТРАНСПОРТЕ	35
<i>Д.А. Борисов, А.П. Токарев</i>	
АВТОКОЛЕБАНИЯ В ТУПИКОВЫХ ОТВОДАХ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА	38
<i>О.В. Бочарниковс, Н.Н. Голунов</i>	
ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДПУСКОВОЙ ОСУШКИ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЖИДКОСТНЫХ ПРОБОК	40
<i>Э.Р. Валеев, Н.Р. Гафуров, Е.В. Харитонов, Л.Р. Байбекова</i>	
МЕТОДИКА ТЕСТИРОВАНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НА ЛАБОРАТОРНОМ СТЕНДЕ ДЛЯ ПОДБОРА РЕАГЕНТОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТЕЙ	43
<i>К.С. Васильева, А.С. Киреева</i>	
АНАЛИЗ АКТУАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИИ В НЕФТЕГАЗОПРОВОДАХ	46
<i>Т.И. Вафин, А.К. Гумеров</i>	
К ВОПРОСУ О СТАРЕНИИ МЕТАЛЛА ТРУБОПРОВОДОВ	48
<i>И.Д. Вильданов, М.Е. Благинина, З.А.М. Беклес</i>	
АНАЛИЗ МЕТОДОВ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ	50
<i>A. Gabbasov, I. Gundorova</i>	
APPROACH TO STRENGTH CALCULATION OF FLEXIBLE POLYMER REINFORCED PIPES WITH NON-METALLIC REINFORCEMENT	53

<i>Р.Р. Габдинуров, М.М. Гареев</i> ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ ОБОЛОЧЕК ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ ОТ ИСПАРЕНИЙ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ	55
<i>В.С. Газизов, Т.В. Дмитриева</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ СИСТЕМЫ СГЛАЖИВАНИЯ ВОЛН ДАВЛЕНИЯ	58
<i>Т.И. Газизов, Д.Т. Саитов, О.Б. Давлетов</i> ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АВИАЦИОННОГО ДВИГАТЕЛЯ АЛ-41СТ-25	60
<i>К.А. Гайсина, К.В. Музыченко, Т.С. Султанмагомедов</i> ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЕЧНОМЕРЗЛОГО ГРУНТА НА ПРОСАДКУ СВАЙ ПОД ШАРОВЫМ РЕЗЕРВУАРОМ	62
<i>А.А. Галимов, Д.Е. Бугай, А.И. Асадуллин</i> ОБ ОСНОВНЫХ ОСЛОЖНЕНИЯХ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗА	64
<i>А.А. Галимова, Т.Р. Насибуллин</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ СВОЙСТВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ	67
<i>Э.М. Галявиев, Е.М. Муфтахов</i> АНАЛИЗ И МОДЕРНИЗАЦИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ВЫРАБОТКИ ГАЗА ИЗ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ	69
<i>М.М. Гареев, С.К. Сахаров</i> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВОК ПО ВВОДУ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ	70
<i>М.М. Гареев, Б.Н. Мاستобаев, А.М. Гареев</i> МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ КОМПАУНДИРОВАНИЕМ БИНАРНЫХ НЕФТЕЙ ПО ПОКАЗАТЕЛЯМ ВЯЗКОСТИ	74
<i>Н.Р. Гафуров, Э.Р. Валеев, Е.В. Харитонов, Л.Р. Байбекова</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ	77
<i>С.В. Гвоздев, В.Ю. Дубровский, Р.Е. Романов, Д.Д. Метляев, А.Г. Красюков, Р.В. Масленников, И.А. Малышкин, А.В. Мочалов</i> ПРИМЕНЕНИЕ ЛАЗЕРНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ДЕМОНТАЖА МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ И ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ	80
<i>Р.А. Гиниятуллина</i> СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА: КЛЮЧ К НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ	85
<i>М.А. Гладких, Р.М. Каримов, М.Е. Дмитриев, П.И. Солонин</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТА САМОВОССТАНОВЛЕНИЯ КОНСТРУКЦИИ ГИДРОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	88
<i>С.В. Глушков, В.О. Смольников, А.Р. Валеев, Д.А. Годовский</i> АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ПОДХОДЫ К МОНИТОРИНГУ ВЫБРОСОВ И ОПТИМИЗАЦИИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЗАТРАТ НА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТАХ: ПРИМЕНЕНИЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ И ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ	91
<i>Д.О. Гнездилов, Р.С. Павельев, М.Е. Семенов, П.Ю. Казакова, М.А. Варфоломеев</i> ИНГИБИТОР МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ, КОРРОЗИИ И СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ	94
<i>Н.Н. Голунов, Демиров В.И., Мاستобаев Б.Н.</i> ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО СБОРНО-РАЗБОРНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ	97
<i>А.А. Григорьева, А.Т. Гашимов, А.Н. Халиков, И.Л. Капитонова</i> ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ТРАНСПОРТОМ НЕФТИ: ОТ ДОБЫЧИ ДО ПЕРЕРАБОТКИ	99
<i>К.Н. Гумбина, Е.В. Капустина, М.М. Бердник</i> АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ В ТЕКУЧИХ СЛУЧАЙНЫХ СРЕДАХ	102

<i>Л.И. Гумерова, Р.Р. Таибулатов, А.Р. Валеев, Д.П. Десяткин</i> МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ВЯЗКОЙ НЕФТИ В ПРИСТЕНОЧНОЙ ОБЛАСТИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПОВЕРХНОСТНОМ НАГРЕВЕ	106
<i>И.Г. Гундорова, А.И. Габбасов</i> ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СМЕСИТЕЛЯ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ С КОНДЕНСАТОМ НА ПРИМЕРЕ ПСП «ЗАПОЛЯРНОЕ»	108
<i>У.О. Гусева</i> РАДИАЦИОННАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА	110
<i>М.Е. Дмитриев</i> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ВЫБОРЕ ТРАССЫ ГАЗОПРОВОДОВ В ПРОЦЕССЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ	112
<i>М.Е. Дмитриев</i> ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ В РАМКАХ ПРОГРАММЫ ДОГАЗИФИКАЦИИ САДОВЫХ НЕКОММЕРЧЕСКИХ ТОВАРИЩЕСТВ	115
<i>Е.П. Журавлев, Р.В. Загидулин</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫЯВЛЯЕМОСТИ ДЕФЕКТОВ СТЕНКИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА МАГНИТНЫМ СКАНЕР-ДЕФЕКТОСКОПОМ NDM18 «TESTMASTER» БЕЗ СНЯТИЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ	118
<i>Ю.Р. Загидуллина, Р.Р. Таибулатов</i> ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОСТЬ ПРОБ	121
<i>Р.А. Зайниев, Р.А. Молчанова</i> ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ	123
<i>Г.С. Закирова, Б.С. Александрук, В.Д. Мурин, В.С. Никитина, А.В. Суслова</i> УТЕЧКИ В ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ И УСТАНОВКА РАСХОДОМЕРОВ	126
<i>М.С. Игнатов, О.Ю. Елагина, К.В. Наконечная, Е.А. Прокопенков, О.М. Саубанов, А.С. Скутков</i> МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОДШИПНИКОВ ЦЕНТРОБЕЖНОГО КОМПРЕССОРА ГПА ПО СОСТОЯНИЮ СМАЗОЧНОЙ СРЕДЫ	128
<i>С.М. Исмагилова, С.Д. Барахнина, М.И. Исмаилов</i> СПОСОБ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ КРИСТАЛЛОГИДРАТОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ШТОКМАНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	130
<i>Д.О. Кадыкова, В. Савченко, А. Шнип, М.М. Бердник,</i> ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ НА РАЗВЕТВЛЕННЫХ УЧАСТКАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ	133
<i>П.Ю. Казакова, Р.С. Павелъев, Д.О. Гнездилов, Н.А. Сладь, Е. Сон, М.А. Варфоломеев</i> РАЗРАБОТКА РЕАГЕНТОВ КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ — ИНГИБИТОРОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, КОРРОЗИИ И СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ СОПОЛИМЕРОВ МАЛЕИНОВОГО АНГИДРИДА И ИЗОПРОПИЛАКРИЛАМИДА	136
<i>Д.А. Казанцев, Е.Е. Яворская</i> ИССЛЕДОВАНИЕ НОВОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ НЕФТИ	139
<i>А.А. Калининский, В.Л. Онацкий, Н.Л. Семченко, И.А. Голубев</i> ОБЗОР ПОДХОДОВ К ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЕФЕКТОВ И ОЦЕНКИ ИХ ВЛИЯНИЯ НА ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	141
<i>Б.А. Калмыков</i> АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СХЕМ СМЕШЕНИЯ НЕФТИ	144
<i>Е.А. Капорская, Р.Р. Таибулатов</i> МИКРОБИОЛОГИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ СРЕД	146
<i>Е.В. Капустина, К.Н. Гумбина, М.М. Бердник</i> ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	148

<i>Ф.А. Карпов, М.М. Гареев</i> МЕТОД ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НА ЭТАПЕ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	151
<i>Ф.А. Карпов, М.З. Ямилев, М.И. Валиев, М.М. Гареев</i> СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТУРБУЛЕНТНЫХ ТЕЧЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ С ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫМИ ПРИСАДКАМИ	154
<i>Д.С. Кладов, Р.Р. Таибулатов</i> ПРОМЫШЛЕННЫЕ РЕВОЛЮЦИИ: ИЗМЕНЕНИЕ ЭНЕРГОРЕСУРСНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ И ВЛИЯНИЕ НА ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И СОЦИАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ	158
<i>Л.А. Ковалева, Р.Р. Зиннатуллин, Р.М. Камалтдинов</i> ТЕХНОЛОГИЯ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ, ОБРАЗОВАННОЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ ЗАЧИСТКИ РВС	161
<i>А.А. Козлов, Д.Н. Комаров, М.Ю. Темис</i> ОТСТРОЙКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ТРУБОПРОВОДА ОТ ВИБРАЦИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	164
<i>А.А. Козлов</i> ОЦЕНКА КОМПЛЕКСНОГО ВЛИЯНИЯ УСЛОВИЙ ТРАНСПОРТА ГАЗА НА ПОИСК УТЕЧКИ ПАРАМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ	166
<i>Д.Н. Комаров, Ли Синьхао</i> КОМБИНИРОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ОТ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ АКТИВНОГО ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗЛОМА	168
<i>А.В. Коноплева</i> РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА УСТАНОВКИ ВЫДЕЛЕНИЯ АЗОТНО-ГЕЛИЕВОЙ СМЕСИ	171
<i>А.А. Коршак</i> РЕЗУЛЬТАТЫ МОНИТОРИНГА РАБОТЫ УСТАНОВОК РЕКУПЕРАЦИИ ПАРОВ НЕФТИ И БЕНЗИНА	173
<i>О.В. Крайнева</i> АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО КОНТРОЛЯ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА	176
<i>Т.И. Кузнецов, А.И. Барышев, Е.М. Макарычева</i> ГЕОИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В СЛОЖНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	178
<i>С.Е. Кутуков, Ф.С. Зверев, М.А. Промтов, О.В. Четверткова, М.В. Суховей</i> АНАЛИЗ МЕТОДОВ ФИЗИКО- МЕХАНИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ	181
<i>Р.Е. Левитин, С.А. Леонтьев</i> ПРЕДИКТИВНЫЙ МОНИТОРИНГ ВЫБРОСОВ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	184
<i>В.В. Лыков, М.Ш. Минцаев, М.С. Сайдумов, Р.Х. Магамадов, И.О. Алиев, А. Индербаев</i> УДАЛЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ БЕЗ РЕАГЕНТОВ	186
<i>Е.М. Макарычева, Т.И. Кузнецов</i> ГЕОТЕХНИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В КРИОЛИТОЗОНЕ	189
<i>Мани Мони, А.Д. Демин, Д. Трифонов</i> РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ АВАРИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ VR	192
<i>К.И. Марасанова, С.Е. Степанов, А.С. Степанова</i> О ВНЕДРЕНИИ СИСТЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ УТЕЧЕК ГАЗА ИЗ СУХИХ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ УПЛОТНЕНИЙ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАГНЕТАТЕЛЕЙ	194

<i>О.Ф. Маркова</i>	
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ УЧЕТА ПЕРЕКАЧИВАЕМОГО ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ.....	198
<i>Ю.С. Матвеев, И.М. Ванчугов</i>	
К ВОПРОСУ О ПРИЧИНАХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ НА ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ.....	201
<i>И.Ф. Махмудова, Р.Р. Таибулатов, И.Ф. Кантемиров</i>	
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫНОСА ГАЗОВОЗДУШНОГО СКОПЛЕНИЯ ИЗ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ.....	204
<i>К.А. Мингазева, Р.М. Каримов, М.Е. Дмитриев, Т.Р. Кускильдин</i>	
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГО-ГАЗОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТРИГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК В РОССИИ.....	207
<i>Ф.Ф. Миннахметов, Я.А. Юрченко, Е.В. Харитонов, Л.Р. Байбекова, А.В. Шарифуллин, Н.Р. Гафуров, Э.Р. Валеев</i>	
ИНТЕГРАЦИЯ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ С МОДЕЛЬНОЙ УСТАНОВКОЙ — СПОСОБ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ ТРУБОПРОВОДНЫМ МЕТОДОМ.....	210
<i>Д.И. Муртазин, Д.Р. Насртдинова</i>	
ОБОГРЕВАЕМЫЙ ПРОВОД ДЛЯ БОРЬБЫ СО СНЕЖНЫМ ПОКРОВОМ НА РЕЗЕРВУАРЕ.....	213
<i>Мяо Цзяньюй, Мани Момен</i>	
СИНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ КРЕМНЕЗЕМНОГО АЭРОГЕЛЯ И НАНОЖИДКОСТИ SDS НА ХРАНЕНИЕ CO ₂ И ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ – НА ПРИМЕРЕ 2-ГО ПАЧКИ ФУ В ПРОГИБЕ ЦИНЬТУН, БАССЕЙН СЕВЕРНОГО ЦЗЯНСУ.....	215
<i>О.А. Насибуллина, Е.А. Тигулев, Т.В. Малинина</i>	
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РОБОТИЗИРОВАННЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ПОДВОДНЫХ СООРУЖЕНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА.....	219
<i>О.В. Аралов, И.В. Буянов</i>	
МЕТОДЫ И ПОДХОДЫ К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ОТКАЗОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	222
<i>И.В. Буянов, С.И. Вьюнов</i>	
КОНЦЕПЦИЯ ЦИФРОВОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ПРОДУКЦИИ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	225
<i>Н.Н. Глазов, С.В. Суровенков</i>	
ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТЕКТОРНЫХ СПЛАВОВ В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННЫХ ВЫЗОВОВ.....	228
<i>М.Г. Губайдуллин</i>	
ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПОЛЯРНОЙ ТУНДРЫ НАО К НЕФТЕЗАГРЯЗНЕНИЯМ.....	230
<i>А.Р. Давлетбаева, Т.С. Султанмагомедов</i>	
МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕФОРМАЦИЙ СВАЙНЫХ ФУНДАМЕНТОВ ШАРОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ПРИ СЕЗОННОМ ОТТАИВАНИИ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ.....	233



От имени коллектива Уфимского государственного нефтяного технического университета рад приветствовать участников и гостей XIX Международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт — 2024».

В 2024 году конференция посвящена сразу двум знаменательным в первую очередь для специалистов трубопроводчиков датам — 95-летию со дня рождения выдающегося ученого, педагога и инженера в области транспорта и хранения нефти и нефте-продуктов, профессора Виктора Федоровича Новоселова, и 15-летию со дня образования Научно-исследовательского института трубопроводного транспорта. За этими красивыми юбилейными цифрами «95» и «15» стоят яркие страницы переплетенных историй УГНТУ (УНИ) и Транснефти (Главтранснефти), поколения талантливых ученых и великолепных специалистов — настоящих знатоков своего дела.

Во многом благодаря тесному сотрудничеству с производственными предприятиями и их ведущими научно-исследовательскими подразделениями, такими как ПАО «Транснефть» и ООО «НИИ Транснефть», сегодня УГНТУ представляет собой мощный центр науки, кузницу высококвалифицированных кадров для ведущих отраслей российской промышленности.

Конференция «Трубопроводный транспорт» — пример системного взаимодействия Вуза и предприятий реального сектора, еще раз демонстрирует безусловную важность, практическую и научную значимость нашей общей деятельности и совместно реализуемых проектов.

Желаю всем участникам и гостям конференции продуктивной работы, интересных дискуссий по направлениям научных исследований и успехов в предстоящих трудах.

Ректор УГНТУ

О. А. Баулин



Рад приветствовать Вас на XIX Международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2024».

Наше мероприятие посвящено значимым событиям в истории нашего коллектива, профессионального сообщества и отрасли – 95-летию со дня рождения профессора, доктора технических наук, легендарного заведующего кафедрой «Транс-порт и хранение нефти и газа» (1963–1993 гг.) Новосёлова Виктора Федоровича – специалиста, известного по всей стране.

15-летие со дня своего образования сегодня с нами отмечает и Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта Транснефти – ООО «НИИ Транснефть», ведущий в стране научный центр крупнейшей в мире нефтепроводной компании – надежного многолетнего партнера УГНТУ.

Подготовка специалистов высочайшего уровня и научные исследования, совместная работа на всех этапах этого непростого процесса, – неизменный залог успеха нашего тесного и взаимовыгодного сотрудничества. Настоящая конференция – один из ярких примеров образцового сотрудничества Вуза и предприятий реального сектора.

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

*Председатель оргкомитета конференции,
президент УГНТУ,
академик АН РБ, профессор*

А. М. Шаммазов



Уважаемые коллеги!

От имени руководства и коллектива ООО «НИИ Транснефть» рад приветствовать участников XIX Международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2024».

Конференция приурочена к двум знаменательным датам – 15-летию нашего Института и 95-летию со дня рождения выдающегося ученого в области транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов, доктора технических наук, профессора Виктора Фёдоровича Новосёлова.

Виктор Фёдорович был одним из тех, кто заложил фундамент Уфимской школы подготовки специалистов в области транспорта и хранения нефти и газа. Неоценим его вклад в науку: он автор более 300 научных работ, руководитель и консультант десятков аспирантов, соискателей и докторантов, ныне с честью продолжающих его дело.

Полтора десятка лет назад, в 2009 году, ПАО «Транснефть» приняло решение об основании Научно-исследовательского института трубопроводного транспорта – ООО «НИИ Транснефть». Примечательно, что в тот же год ученый совет Факультета трубопроводного транспорта Уфимского государственного нефтяного технического университета присвоил имя В.Ф. Новосёлова университетской отраслевой лаборатории трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

ООО «НИИ Транснефть», важнейшей составной частью которого является Научно-технический центр в г. Уфе, стал в ряд ведущих научных центров в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. Его ключевые задачи – обеспечение надежности и безопасности транспортировки, совершенствование производственных процессов, техническое и технологическое развитие трубопроводного транспорта на основе эффективной системы получения и применения новых знаний.

За истекшие годы ООО «НИИ Транснефть» успешно выполнил более восьмисот научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ, в том числе в сотрудничестве с ведущими российскими научными организациями. Трудami специалистов Института получено более полутысячи охранных документов на результаты интеллектуальной деятельности.

Убежден, что конференция «Трубопроводный транспорт – 2024» знаменует собой важный шаг в становлении продуктивного диалога ведущих специалистов трубопроводного транспорта по ключевым вопросам научно-технического развития, поспособствует обмену передовым опытом,

обсуждению перспектив развития этой важнейшей для экономики страны отрасли.

Желаю всем участникам форума плодотворной работы, творческих успехов и новых научных идей.

*Генеральный директор
ООО «НИИ Транснефть»*

А.О. Наумов

СЕКЦИЯ I. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ

УДК 621.644.8

О ВЛИЯНИИ МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ НА ОБНАРУЖЕНИЕ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК

И.С. Александров, Р.А. Шестаков

*Калининградский государственный технический университет,
Калининград, Россия*

Основной задачей трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, как коммерческого предприятия, является получение прибыли и соответствующей экономической эффективности. Для достижения этой задачи используются различные по своей природе механизмы – экономические, экологические, социальные, технические и технологические [1, 2].

На текущий момент в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов остро стоит проблема утечек и несанкционированных врезок (УНВ). Особое беспокойство вызывают врезки, сделанные в трубопроводах на участках их переходов через водные преграды: их трудно обнаружить и сложно ликвидировать [3, 4].

Наиболее привлекательной для злоумышленников является солярка: в трубы с дизелем они врезаются втрое чаще, чем в нефтяные (рисунок 1). Что является очевидным: переработка сырой нефти требует оборудования, а похищенное дизтопливо можно сразу пускать в продажу. Реализуют украденное, в основном, на нелегальных АЗС.

КОЛИЧЕСТВО ОБНАРУЖЕННЫХ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В 2003–2023 ГОДАХ*

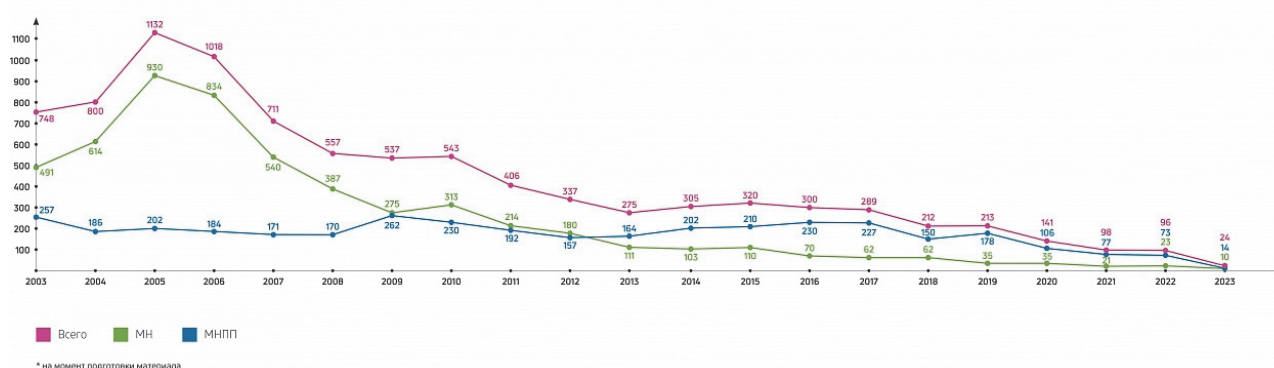


Рисунок 1. Количество врезок в магистральные нефтепроводы и магистральные нефтепродуктопроводы [4]

Из вышесказанного следует необходимость проведения исследований в области истечения и преднамеренного отбора продукта из трубопровода и разработки более совершенных и экономичных методов обнаружения УНВ.

При расчете единичного перехода потери на местных сопротивлениях данного типа будут незначительными [5], однако на существующих участках магистральных нефтепроводов таких переходов между секциями разного внутреннего диаметра могут быть сотни, если не тысячи, что в свою очередь уже начинает оказывать сильное влияние на режим перекачки, а, следовательно, на возможность обнаружения УНВ параметрическими методами. В связи с вышесказанным учет данного вида местных сопротивлений положительно скажется на точности определения факта, места и расхода УНВ при использовании параметрических методов обнаружения УНВ.

Список использованных источников

1. Земенкова М.Ю., Чижевская Е.Л., Земенков Ю.Д. Интеллектуальное управление состоянием систем транспорта углеводородов с использованием нейросетевой идентификации // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2021. № 1(77). С. 50-54.
2. Разработка методики проведения многомерной оптимизации энергопотребления системы магистральных нефтепроводов за счет формирования грузопотоков нефти различных месторождений / Р.Р. Ташбулатов, Р.М. Каримов, А.Р.

Валеев, Б.Н. Мастобаев // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 98-103. DOI 10.24887/0028-2448-2020-6-98-103.

3. Фетисов В.Г., Николаев А.К., Лыков Ю.В. Прогнозирование потерь нефти в следствии аварии в разветвленных нефтепроводах // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2016. № 11-12(59-60). С. 33-40.

4. В зоне особого внимания. URL: <https://transnefteproduct.transneft.ru/media-center/corporate-media/magazine/July-2023/v-zone-osobogo-vnimaniya/?ysclid=m23o571gdb855172461> (дата обращения: 12.10.2024).

5. К вопросу о местных сопротивлениях на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах / Д.Н. Комаров, А.Р. Хасанова, Н.П. Чупракова, Ю.С. Матвеева // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт: научно-технический сборник. Том №1. – Москва : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2017. С. 67-70.

УДК 620.17

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН АВАРИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА МЕТОДАМИ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО И РАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

Е.В. Анискович

Федеральный исследовательский центр информационных и вычислительных технологий (Красноярский филиал ФИЦ ИВТ), Красноярск, Россия

Введение. Авария магистрального подземного трубопровода привела к разгерметизации и выходу нефтяной фракции в грунт. Визуальный контроль аварийных катушек трубопровода показал – произошла его разгерметизация в двух местах – по монтажному поперечному и заводскому продольному сварным швам при внешнем давлении. Об этом свидетельствовали вмятины в зонах разрушения. Исходя из состояния катушек труб после разрушения можно

сделать вывод, что при внешнем давлении на них образовались вмятины, создающие концентрацию напряжений в наиболее напряженных зонах (сварных швах, дефектах), что и привело к разрушению труб. Очевидно, разрушение труб произошло при возникновении нестандартных условий эксплуатации – внешнем давлении. Разрушение трубопровода произошло в весенний период, характерный природными процессами оттаивания грунта. Анализ документации показал, что монтаж трубопровода происходил в зимний период, трубопровод был уложен на скальный камень, сверху также был засыпан скальным камнем и грунтом. Согласно нормативной документации, для требований безопасности укладку трубопровода необходимо проводить на основание из мягких грунтов, также зачастую необходима установка защиты из скального листа. В данном случае эти требования на участке, где произошло разрушение, не были выполнены. Очевидно, ввиду подвижки грунтов или других неопределенных факторов (подвижка грунтов в связи с вытаяванием снега, наезд автотранспортной техники на размякший грунт и т.п.) произошло локальное усиление давления скальных камней на участки трубопровода, что привело к его разгерметизации. Также, в документации имелись протоколы контроля трубопровода после монтажа, в которых указано, что в разрушившихся катушках ранее методом рентгенконтроля (РК) были выявлены дефекты – пора 0,8 мм, отдельное шлаковое включение 2,5 мм, непровары в шве размером 13, 5, 8, 10, 7, 3 мм и поры диаметром более 1,5 мм. Дефекты устранены не были.

Результаты исследований. Проведенный неразрушающий контроль (НК) сварных швов представленных катушек показал следующее.

1. Монтажный поперечный шов. Согласно визуально-измерительному контролю (ВИК) выявлены дефекты: непровар шва размером 14x7,2 мм, составляющий 90% от толщины стенки (недопустим по [1, 2]), поры; подрез; чешуйчатость шва; превышение усиления шва (недопустимо по [2]). Также обращает внимание отсутствие разделки кромок металла при проведении сварки труб толщин более 4 мм (является несоответствием по [3]). Согласно

контролю капиллярной дефектоскопией (КД) сварного шва определена фактическая длина раскрытия трещины, равная 208,1 мм.

Разрушающие испытания раскрывшегося монтажного шва позволили увидеть все сечение разрушения и провести сравнение существующего излома разрушения с вновь образовавшимся. Определено, характер разрушения монтажного шва – хрупкий, видны шевроны продвижения хрупкой трещины на поверхности разрушения. Анализ сечения разрушения показал, что хрупкое разрушение произошло в месте непровара в зоне вмятины. Проведенные металлографические исследования шлифа с поверхностью разрушения указывают на наличие дефекта – превышения проплава (избыток наплавленного металла на обратной стороне шва). При этом твердость металла находилась в диапазоне 190÷220 НВ, а среднее значение временного сопротивления по результатам испытаний образцов на растяжение равно 491 МПа, что соответствует ВСН 006-89 [2].

2. Заводской продольный шов. Согласно ВИК, выявлено наличие грата (0,5-4 мм) на внутренней поверхности трубы, выходящего из шва с внутренней стороны практически на всем протяжении (является несоответствием по [1]). Согласно КД – фактическая длина трещины составила 236,9 мм. Проведенные металлографические исследования сечения заводского шва с раскрытием выявили скопления микроскопических строчечных дефектов – неметаллических включений, размером 0,003-0,025мм, их протяженностью до 0,45 мм на одной линии. Это указывает на загрязненность поверхности при проведении сварки. Твердость металла – в диапазоне 201÷220 НВ, а среднее значение временного сопротивления по результатам испытаний образцов на растяжение - 537 МПа, что соответствует ВСН 006-89 [2].

Таким образом, монтажный поперечный сварной шов и заводской продольный шов не соответствовали требованиям ВСН 006-89 [2], ГОСТ 5264 [3] и ГОСТ 10705-80 [1].

Выводы. Основной причиной разрушения трубопровода явилось внешнее давление (предположительно подвижка грунтов в результате

процессов таяния снега), однако наличие дефектов (даже допустимых по нормам), создало зоны концентрации напряжений в окрестности наличия дефектов, что ускорило возникновение разрушения труб.

Для повышения безопасности эксплуатации магистральных трубопроводов необходимо проведение более комплексного контроля сварных швов методами НК и при обнаружении дефектов – проведение их ремонта. Также необходимо проведение контроля укладки труб в грунт – проведение и оценка геодезических исследований грунтов, выполнение дополнительных мер по защите трубопроводов при их подземной прокладке).

Список использованных источников

1. ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. Технические условия.
2. ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.
3. ГОСТ 5264 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.

УДК 622.692.4.07

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТЕРИ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПОВЫШЕНИИ ТЕМПЕРАТУРЫ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Д.Р. Ахтямова, Т.Р. Султанмагомедов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В настоящее время наблюдается изменение климата Земли, с каждым годом происходит увеличение температуры, что приводит к оттаиванию многолетнемерзлых грунтов. Данный процесс может спровоцировать потерю

проектного положения трубопроводов, проложенных в условиях Крайнего Севера. Для решения данной проблемы необходима разработка новых технологий для прогнозирования проектного положения трубопроводов при оттаивании многолетнемерзлых грунтов.

В работе с применением программного комплекса ANSYS была разработана модель подземной опоры с расположенными на ней датчиками и был проведен расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода. Данная опора позволит осуществлять постоянный контроль положения трубопровода и фиксировать отклонения его проектного положения.

При разработке конструкции модели за основу была принята конструкция опоры на свайном основании, предложенная в работе [1]. В разработанной модели были приняты винтовые сваи, расположенные попарно по обе стороны трубопровода на определенном расстоянии друг от друга. Они устанавливаются так, чтобы температура трубопровода не оказывала влияния на температуру грунта вокруг термостабилизатора, и грунт находился всегда в мерзлом состоянии, поскольку только так обеспечивается несущая способность свай. На сваи с помощью шпилек крепятся хомуты, через петли которых пропускаются два стальных троса, огибая трубопровод снизу и сверху.

При подземной прокладке трубопровода можно столкнуться с таким явлением как ореол оттаивания – зона, образующаяся вокруг трубопровода, где температура поднимается достаточно высоко, чтобы вызвать оттаивание мерзлого грунта. В работе [2] представлена система контроля ореола оттаивания вокруг трубопровода и прогнозирования его дальнейшего развития, осуществляющаяся с помощью датчиков температуры, расположенных над трубопроводом, сбоку от трубопровода и под трубопроводом в одном сечении. В разработанной модели используются датчики температуры и датчики влажности, установленные непосредственно на подземных опорах.

По данным полученным с установленных датчиков возможно определить изменение свойств грунта, а именно его сопротивление продольным перемещениям. В работе [3] представлены результаты исследований

коэффициента постели в продольном направлении, а также предельных касательных напряжений в зависимости от температуры, влажности, типа грунта и глубины заложения трубопровода. Показана зависимость коэффициента постели от соотношения глубины заложения трубопровода к его диаметру, что предполагается использовать для прогнозирования потери проектного положения трубопровода при повышении температуры многолетнемерзлых грунтов.

В результате работы получена модель подземной опоры с установленными на ней датчиками температуры и влажности, что позволяет фиксировать изменение свойств грунта, осуществлять мониторинг положения трубопровода и своевременно выявлять отклонения проектного положения в процессе оттаивания грунтов. Преимуществами данного метода контроля являются возможность дистанционного мониторинга и централизованного сбора, обработки и анализа данных.

Список использованных источников

1. Шамилов, Х. Ш., Султанмагомедов Т.С., Султанмагомедов С.М. Разработка конструкции опоры для подземного крепления трубопровода в зонах распространения островной и прерывистой мерзлоты//Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 1. С 31–40.
2. Sultanmagomedov T.S., Bakhtizin R.N., Sultanmagomedov S.M., Halikov T.M. Research of throwing areols of underground pipeline in permafrost//SOCAR Proceedings. 2021. № 2. – P. 21-30.
3. Бахтизин Р.Н., Султанмагомедов С.М., Султанмагомедов Т.С., Гулин Д.А., Урманова А.Р. Экспериментальные исследования сопротивления мерзлого грунта продольным перемещениям трубопровода при изменении температуры и влажности//Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10, № 3. – С. 243-251.

ОСЛОЖНЕНИЯ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОСБОРНЫХ СЕТЕЙ

Э.Т. Бабаев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Для газовых и газоконденсатных месторождений Западной Сибири эксплуатация газосборных сетей сопровождается снижением пластового давления, что способствует повышению влагосодержания газа, снижению скорости газожидкостного потока в стволах скважин и газосборных шлейфах (коллекторах), что, в свою очередь, приводит к снижению температуры газового потока, скоплению воды в пониженных участках газопровода. Наличие жидкостных и гидратных пробок увеличивают гидравлическое сопротивление. В результате шлейфы с большим диаметром проходного сечения, которые были рассчитаны на большие расходы, не обеспечивают проектные режимы течения. Режим выноса жидкости в шлейфе будет обеспечиваться в том случае, когда скорость потока будет превышать критическую скорость, которая зависит от диаметра трубопровода, термобарических условий, а также соотношением плотностей газа и жидкости.

С целью повышения эффективности эксплуатации месторождений на стадиях падающей добычи используются различные решения [1] по реконструкции газосборных сетей, направленные на снижение негативных факторов, связанных с накоплением жидкости. В настоящее время для предотвращения осложнений, связанных с накоплением пробок в газосборных сетях, практикуется периодическая продувка шлейфов с выпуском значительных объемов газа в атмосферу, которая приводит к загрязнению окружающей среды и временной остановке добычи газа по скважинам куста.

Эффект от проведенных мероприятий оценивается по ряду следующих показателей: увеличению добычи газа, сохранению фонда работающих скважин

и величиной расхода ингибитора, обеспечивающего безгидратный режим эксплуатации скважин и наземной инфраструктуры.

Таким образом, можно сделать вывод, что контроль технического состояния скважин и систем трубопроводного транспорта, а также оптимизация режимов работы скважин позволят исключить дополнительные потери вследствие скопления жидкости, образования песчано-глинистых пробок и гидратообразования.

Список использованных источников

1. Ротов А.А. Основные технические решения по предотвращению накопления жидкости в газосборных сетях / А.А. Ротов, В.А. Сулейманов, В.А. Истомин и др. // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 109–115.

УДК 622.276.72(571.16)

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЕ АСПО ПРИМЕНЕНИЕМ ИНГИБИТОРОВ

П.А. Багина, Р.Р. Таибулатов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

При добыче парафинистых нефтей серьезной проблемой является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), формирование которых приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок [1].

Применяемые в настоящее время методы борьбы с АСПО могут классифицироваться по принципу и по результату воздействия. В соответствии

с первой классификацией методы делятся на: тепловые, химические, физические, технологические, механические, биологические. Вторая классификация делит методы борьбы на предотвращающие выпадение АСПО и удаляющие АСПО. Наиболее перспективными методами борьбы являются методы, предотвращающие возникновение данной проблемы [3].

С точки зрения многих авторов, наиболее прогрессивным методом борьбы с АСПО является применение химических реагентов, существенно снижающих уровень их выпадения – ингибиторов образования АСПО [2].

Действие ингибиторов АСПО основано на адсорбционных процессах, происходящих на границе раздела фаз «жидкость-твёрдое тело». В соответствии с механизмом действия различают смачивающие агенты, модификаторы и депрессаторы.

Механизм действия смачивающих агентов заключается в создании на поверхности нефтепромыслового оборудования защитной гидрофильной плёнки, препятствующей прилипанию парафина и образованию слоя отложений, прочно скреплённого с поверхностью металла. Благодаря этому, выделившийся из нефти парафин даже в случае его осаждения на стенке трубы легко смывается потоком нефти.

Для ингибирования процесса образования АСПО могут быть использованы вещества-модификаторы, видоизменяющие и диспергирующие кристаллы парафина, замедляющие процесс его кристаллизации.

Ингибиторы депрессорного действия снижают температуру застывания парафиновых нефтей. Депрессорные присадки имеют сложный состав, основу которого составляют полициклические ароматические углеводороды и их производные: нафталин, антрацен, пирен, флуорен, аценафтен, дифенил, инден, нафтацен и нафтантрацен. Могут также применяться алкил- и оксипроизводные указанных выше углеводородов.

Разработка и применение модификаторов для предотвращения АСПО считается в последнее время наиболее перспективным направлением в решении данной проблемы. Основным достоинством ингибиторов-модификаторов

АСПО является удержание молекул АСПО во взвешенном состоянии на всем пути движения нефти. Модификаторы, вступающие во взаимодействие с кристаллами, способствуют снижению сил когезии. Во многих случаях модификатор уменьшает и силы адгезии между кристаллами парафина и другими поверхностями. В исследованиях по созданию ингибиторов АСПО можно выделить два основных направления. В первом случае в качестве активной основы используются индивидуальные нефтерастворимые сополимеры или поверхностно-активные вещества (ПАВ): оксиэтилированные и оксипропилированные блоксополимеры, сополимеры этилена с винилацетатом, диалкилдиамидодитиофосфаты, продукты компаундирования оксиэтилированных фенолформальдегидных смол с продуктами взаимодействия блоксополимеров с фосфорорганическими соединениями.

Также применение находят ингибиторы комплексного действия, сочетающие в себе свойства исходных компонентов, при этом, взаимно усиливающих свое действие при компаундировании, что позволяет существенно сокращать дозировку реагентов и повышать эффективность. Это могут быть присадки депрессорно-модифицирующего, депрессорно-диспергирующего действия. Разработка таких реагентов является приоритетным направлением современной нефтепромысловой химии.

Список использованных источников

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 653 с.
2. . Гребнев А. Н. Ингибирование асфальтосмолопарафиновых отложений химическими реагентами: дис. ... канд. хим. наук: 02.00.13 / Гребнев Александр Николаевич. – ТюмГНГУ. – Тюмень. – 2009. – 215 с.
3. Хабибуллин, З. А. Борьба с парафино - отложениями в нефтедобыче: учеб. пособие / З. А. Хабибуллин, З. М. Хусаинов, Г. А. Ланчаков. – Уфа: УГНТУ, 1992. - С. 105.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПУСКА ЗАСТЫВАЮЩЕГО ТРУБОПРОВОДА, ПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ НЕФТИ РАЗЛИЧНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПОСЛЕ ЗАПЛАНИРОВАННОЙ ОСТАНОВКИ

Т.А. Барабанищикова, Р.Р. Таибулатов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

При остановке «горячего» трубопровода неизбежен процесс остывания перекачиваемой нефти, что вызывает повышение вязкости, а соответственно и повышение пускового давления. Поэтому для «горячих» трубопроводов рассчитывается время безопасной остановки, при которой давление не превысит допустимое значение.

При эксплуатации магистральных трубопроводов перекачиваемая среда представляет собой технологическую смесь нефтей различных месторождений. Ранее авторами были получены результаты экспериментальных исследований смешения нефтей различных месторождений, содержащих различные соотношения высокомолекулярных соединений. При смешении нефтей с преобладанием содержания высокомолекулярного парафина (высокозастывающие) с нефтями с преобладанием содержания смол и асфальтенов (тяжелые и высоковязкие) при низких температурах наблюдается эффект, при котором вязкость смеси получается ниже исходных смешиваемых нефтей (Рисунок 1).

Для «горячих» нефтепроводов, перекачивающих в технологической смеси высокозастывающие нефти с тяжелой и высоковязкой нефтью, предлагается перед запланированной остановкой выполнять следующую раскладку партий нефти по длине трубопровода. Маловязкие нефти перед непосредственной остановкой перекачать в область низких температур, то есть в конец трубопровода, так как для подобных нефтей повышение вязкости при снижении температуры будет незначительно. В середину трубопровода – в

область средних температур – поместить специально подготовленную смесь высокозастывающей нефти с тяжелыми и высоковязкими нефтями, для которой наблюдается эффект минимума вязкости. А тяжелый вязкий остаток поместить в начало трубопровода, в область высоких температур.

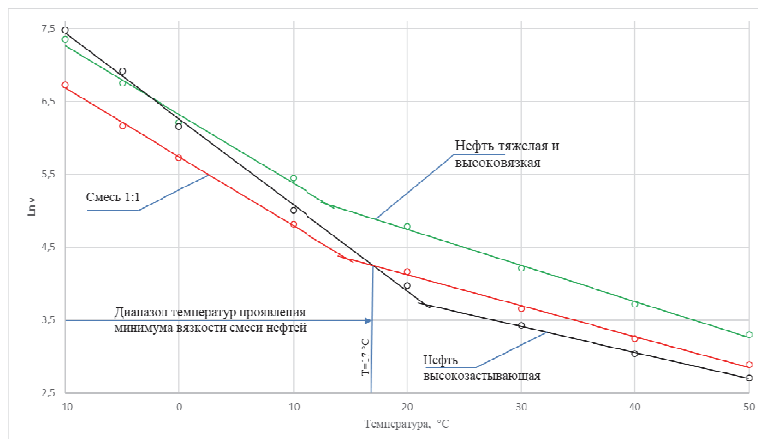


Рисунок 1. Проявление минимума вязкости смеси высокозастывающей нефти с тяжелой и высоковязкой нефти

В результате теплогидравлического расчета «горячего» трубопровода по методике [1] были получены зависимости изменения температуры и вязкости по длине нефтепровода в различные промежутки времени остывания нефти (рисунок 2).

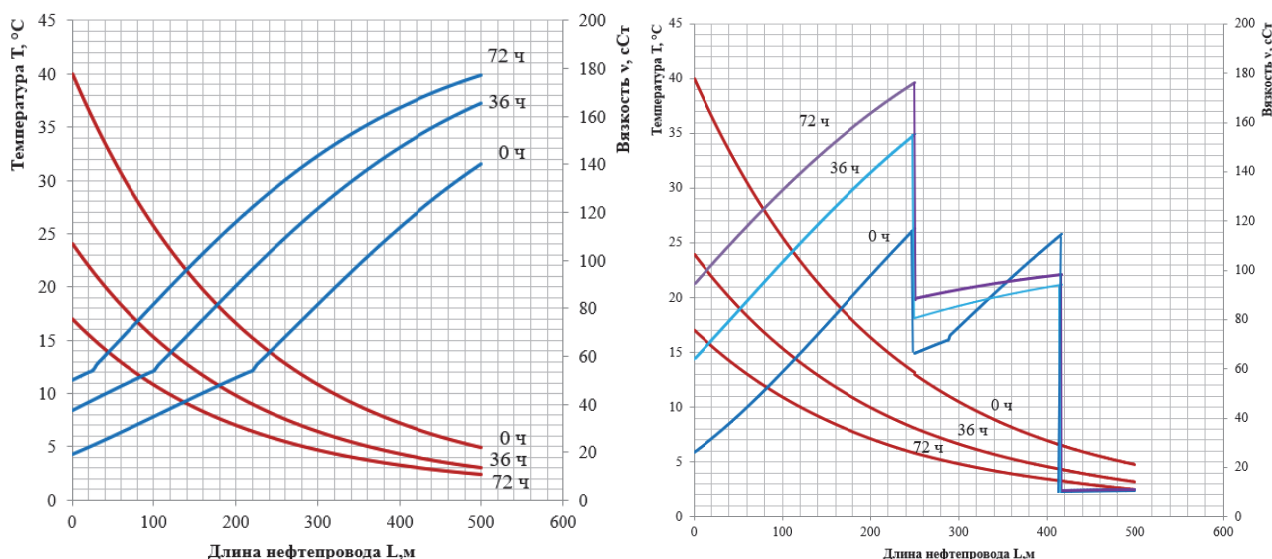


Рисунок 2. Изменение температуры и вязкости по длине нефтепровода в различные промежутки времени остывания (слева – без раскладки партий нефти, справа – с раскладкой партий нефти)

По итогам расчета было подтверждено снижение пускового давления за счет проведения мероприятий по раскладке различных партий нефти по длине трубопровода (рисунок 3).

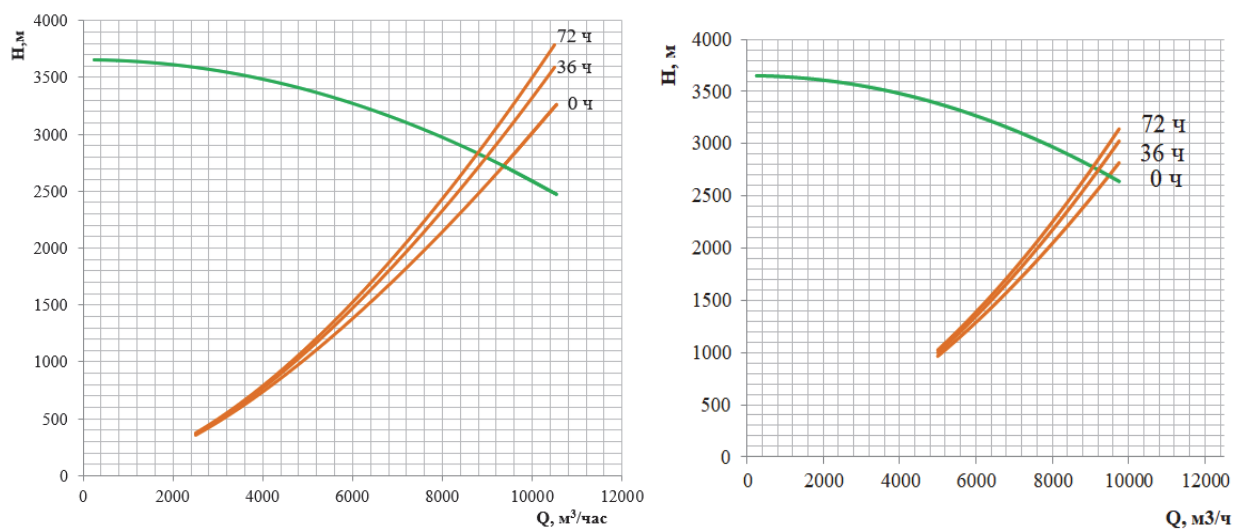


Рисунок 3. Совмещенная характеристика нефтепровода и насосных станций в различные промежутки времени остывания (слева – без раскладки партий нефти, справа – с раскладкой партий нефти)

Список использованных источников

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

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО КОМПРЕССОРА ПО ПАРАМЕТРИЧЕСКИМ ДАНЫМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

А.В. Башмаков, Д.А. Годовский

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Разработка методики представляет собой важный шаг в области обслуживания и эксплуатации газоперекачивающего оборудования и повышения эффективности его работы. Предлагаемый подход позволяет своевременно выявлять неисправности, проводить профилактику и улучшать работу центробежного компрессора природного газа (ЦБК), что способствует более надежной и эффективной работе газопроводов.

Суть методики – это определение коэффициента технического состояния ЦБК (далее – КТС) по параметрическим данным. КТС определяется как отношение фактического политропного КПД компрессора при номинальной производительности и номинальной частоте вращения к его номинальному значению по технической документации или отношение фактического политропного КПД компрессора и к его эталонному значению по газодинамической характеристике (ГДХ) при текущей производительности [1]. Далее оценивается по КТС техническое состояние ЦБН.

Для определения фактического политропного КПД компрессора необходимо знать реальный расход газа на ЦБК. Расход газа на ЦБК определяется исходя из следующих параметров:

- давление газа на входе в компрессор и на выходе из него;
- объемный расход газа на входе в ЦБК;
- КПД компрессора;
- температура и влажность газа;

- диаметр и ширина рабочего колеса компрессора;
- схема соединения компрессоров при совместной работе (например, параллельная или последовательная).

Объемный расход газа определяется по паспортному расходному коэффициенту конфузора (при его наличии).

В случае отсутствия тарировки конфузора, расход вычисляется с помощью ГДХ исходя из теории относительной стабильности мощностной характеристики ЦБН по сравнению с другими.

Для расчета расхода газа в ЦБК применяются специальные формулы и рассчитывается характеристика работы компрессора. Используя параметрические данные строятся модели эталонных ГДХ, по которым высчитывается фактический политропный КПД компрессора [2].

Для расчета используется характеристика относительной приведенной мощности $[N_i/\rho_{1n}]_{np}=f(Q_{np})$, что обусловлено ее стабильностью по сравнению с другими характеристиками. Объясняется этот факт следующим: при ухудшении технического состояния ЦБН при заданной частоте вращения снижается степень сжатия ε и политропный КПД η_n . Снижение ε приводит к уменьшению потребляемой мощности N_i , а снижение η_n , наоборот к ее увеличению. Совместное влияние двух факторов обуславливает относительную стабильность мощностной характеристики.

Также, технической диагностике ГПА посвящены работы Ю.Н. Васильева, С.М. Виноградова, С.М. Дорошко, О.В. Смородовой и др. [4, 5, 6, 7].

Помимо отечественных специалистов вопросом технической диагностики ГПА занимались зарубежные специалисты, институты и крупные компании. Среди зарубежных исследователей можно выделить работы таких специалистов как, С. Semple, А. Davies, J.W. Hill [8,9,10].

В зарубежных странах для определения технического состояния центробежных нагнетателей природного газа с использованием ГДХ часто

применяются специализированные программные комплексы, которые позволяют анализировать данные о давлении, температуре и расходе газа в системе [3]. Таким образом, операторы могут наблюдать за изменениями в работе нагнетателя, выявлять возможные неисправности и прогнозировать возможные аварийные ситуации. Такой подход позволяет повысить надежность и эффективность работы газоперекачивающего оборудования, а также снизить риски возникновения аварийных ситуаций и ущерба для окружающей среды.

Традиционная концепция контроля технического состояния ГТД, основанная на эпизодическом вибродиагностировании и эксплуатации штатных систем виброконтроля не дает однозначной и полной картины текущего состояния машины, не исключает его внезапного отказа, и практически полностью исключает уверенный и обоснованный прогноз в сроках выхода оборудования из строя.

На основе сравнения характеристик наиболее часто применяемых методов диагностирования технического состояния ГПА можно сделать вывод о том, что методика определения технического состояния нагнетателя с использованием газодинамических характеристик по параметрическим данным позволит перейти на качественно новый уровень раннего прогноза (предупреждения) аварийных ситуаций.

Список использованных источников

1. Всероссийский научно – исследовательский институт природных газов и газовых технологий. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. Утв. 1 мая 1999 года, № ПР 51-31325949-43-99//ОАО «Газпром», 1999. С. 1.

2. Научно – исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ. Каталог газодинамических характеристик ЦБК природного газа//ОАО «Газпром», 2005. С. 19-22.

3. British Petroleum BP Statistical Review of World Energy 2018//Statistical Review of World Energy, 2018. С 1-56.

4. Смородова, О.В. Вибродиагностирование технического состояния газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов: дис. канд. техн. наук 05.15.13/ Смородова Ольга Викторовна. – Уфа, 1999-216 с.
5. Виноградов, С.М. Стендовые испытания приводов ГПА в условиях ремонтного предприятия / С.М. Виноградов, И.В. Гаранин, В.Г. Кульчихин и др. // Изд-во Наука, М.: - 2006. – 165 с.
6. Васильев, Ю.Н. Вибрационный контроль технического состояния газотурбинных газоперекачивающих агрегатов / Ю.Н. Васильев, М.Е. Бесклетный, Е.А. Игуменцев. – М.: Недра, 1987. – 97 с.
7. Дорошко, С.М. Контроль и диагностирование технического состояния газотурбинных двигателей по вибрационным параметрам / С.М. Дорошко. – М.: Транспорт, 1984. – 128 с.
8. Hill, J.W. Application of Expert System to Rotating Machinery Health Monitoring. / J.W. Hill, N.C. Baines. // Proceeding of the Institution of Mechanical Engineers – Vibration in Rotating Machinery. – 1988 –pp. 449-454.
9. Davies. A. Handbook of Condition Monitoring: Techniques and Methodology. Springer Science & Business Media, 1997 – p. 318.
10. Cempel. C. Determination of vibration symptom limit value in diagnostics of machinery/ C. Cempel // - Maintenance Management International, - 1985. - №5 – p. 297-304.

УДК 622.692.4

АНАЛИЗ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ

А.Р. Биарсланов, А.Р. Валеев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В нефтегазовой промышленности процесс добычи, сбора и подготовки нефти очень часто сопровождается различными осложнениями. Одним из таких

осложнений является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Выпадение приводит к снижению добычи нефти, простаиванию скважин, износу оборудования, экономическим потерям. Обеспечение бесперебойного функционирования промышленных предприятий по добыче и транспорту нефти и газа является стратегическим вопросом, поскольку нефтегазовая отрасль является одним из важнейших элементов топливно-энергетического комплекса России [1].

Особенно важно учитывать, что при разработке нефтей с высоким содержанием парафинистых, смолистых и асфальтеновых компонентов, при изменении термобарических условий в процессе добычи и транспортировки по нефтесборной системе, эти компоненты могут затвердевать на поверхностях трубопроводов и оборудования, что может привести к их неисправности.

Интенсивное образование асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО), способствует снижению производительности нефтесборной системы, уменьшению межремонтного периода и эффективности эксплуатации технологического оборудования.

Сложность процесса образования отложений зависит от различных факторов, таких как уровень воды в продукции, наличие примесей, условия термобарического воздействия, а также концентрация смол, асфальтенов и парафинов в нефти. Из-за постоянных изменений в составе и условиях добычи нефти, нет универсального решения, которое бы предотвратило образование и разрушение отложений в трубопроводах и оборудовании. Кроме того, постоянно расширяющийся арсенал методов и средств борьбы с отложениями стал проблемой из-за необходимости учитывать экономическую эффективность их применения [2].

На практике часто используются различные комбинации упомянутых методов, что способствует повышению их эффективности благодаря синергетическому эффекту. Например, термохимический метод удаления АСПО, который основан на применении горячих растворителей в качестве теплоносителей, демонстрирует довольно высокую эффективность.

Тем не менее, окончательный выбор конкретного набора методов и средств для предотвращения или удаления АСПО должен основываться как на технологической эффективности каждого отдельного метода или их комбинации, так и на технической возможности их реализации (например, наличии возможности нагрева теплоносителя или использования мощных нагревательных установок), а также на экономической целесообразности их применения.

При изучении литературных источников можно заметить, что в настоящее время существует множество различных способов и инструментов, которые направлены на борьбу с АСПО. В зависимости от цели их использования, все эти методы и средства можно разделить на две категории: методы, предотвращающие появление АСПО, и методы, удаляющие уже существующие АСПО.

1) происходит «прилипание» уже образованных в потоках твердых соединений;

2) непосредственно на оборудовании возникают и растут кристаллы.

Методы борьбы с АСПО (рисунок 1) подразделяются на два основных направления:

- предупреждение или замедление отложений, которое включает применение гладких (защитных) покрытий, химических методов (модификаторов, депрессаторов, диспергаторов, а также смачивающих веществ), физических методов (воздействие электрическими и электромагнитными полями, ультразвуком, вибрациями);

- удаление отложений, включающее тепловые методы (реагенты, приводящие к экзотермическим реакциям, индукционный нагрев, электропечи, острый пар, промывание горячей водой или нефтью), механические методы (скребки-центраторы, а также обычные скребки), химические методы (удалители и растворители) [1].



Рисунок 1. Классификация методов борьбы с АСПО

Применение способов и средств для борьбы с образованием АСПО направлено на предотвращение затвердевания одного или нескольких компонентов, входящих в их состав, а также на уменьшение интенсивности образования таких отложений и их прикреплению к внутренним поверхностям труб и оборудования. В общем, методы противодействия образованию АСПО можно разделить на несколько категорий [2, 5]:

- конструктивные методы, основаны на использовании специальных конструкций и покрытия для промышленного оборудования и трубопроводов, направленные на предотвращение образования АСПО (например, использование теплоизоляции трубопроводов, защитных гладких поверхностей, и т.д.);

- химические методы - основаны на использовании специальных химических веществ для предотвращения кристаллизации, слипания и прилипания АСПО. Среди таких веществ включаются различные химические модификаторы, депрессоры, диспергаторы и другие вещества, которые обычно основаны на поверхностно-активных веществах;

- физические методы - основаны на воздействии на АСПО и транспортируемую скважинную продукцию физическими силами и полями К ним относятся методы вибрации, магнитного и электромагнитного воздействия, тепла и ультразвука.

Существует несколько групп методов удаления АСПО, которые направлены на деструкцию уже образовавшихся отложений и очистку рабочих поверхностей промысловых трубопроводов и оборудования. Номенклатура этих методов также может быть разделена на несколько подгрупп, включая:

- термофизические методы, основанные на тепловой деструкции АСПО. Данная группа методов основана на подводе к АСПО тепловой энергии, посредством нагрева или теплоносителей.

- механические методы, основанные на удалении АСПО посредством механического воздействия с применением различного рода скребков, щеток и иных приспособлений;

- химические, основанные на химической деструкции и удалении АСПО под воздействием химических агентов-растворителей.

На практике методы ликвидации и предотвращения парафиновых отложений редко применяются отдельно. Вместо этого, в большинстве случаев используются несколько методов одновременно, так, например, достаточно высокую эффективность показывает применение термохимического метода удаления АСПО, основанного на использовании в качестве теплоносителя горячих растворителей и т.д.

Однако, окончательный выбор конкретного перечня методов и средств противодействия образованию или удаления АСПО, должны быть составлены и проводиться исходя из технической возможности их реализации, с учетом экономической обоснованности, региональных особенностей, климата и других факторов, влияющих на транспортировку нефти.

Список использованных источников

1. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. // В книге: Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. 136 с.
2. Ибрагимов, Н. Г. Осложнения в нефтедобыче // Монография: Н. Г. Ибрагимов, В. В. Шайдаков, А. Р. Хафизов и др. – Уфа, 2003. – 302 с.

3. Булатов, А. И. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление // Учебное пособие: А. И. Булатов, Г. В. Кусов, О. В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом - Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
4. Рассказов, В. А. Опыт борьбы с отложениями парафина // В книге: В. А. Рассказов, С. Ф. Люшин. – М.: ВНИИОНГ, 1967. – 67 с.

УДК 622.692.4

**МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ
ПРИМЕНИМОСТИ ПОЛИМЕРНО-КОМПОЗИТНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОМЫСЛОВОМ ТРАНСПОРТЕ.**

Л.Р. Биктимирова, Т.А. Зубаиров

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

На сегодняшний день процедура подбора труб имеет ряд ограничений и требует детального изучения условий применения, технических характеристик ПКТ, способов их прокладки, назначения и опыта применения, при этом результаты подбора должны быть подкреплены экономическими расчетами, а применение экономически обоснованным. Поэтому ключевой задачей является создание методики технико-экономического обоснования применения ПКТ при проектировании и обустройстве объектов нефтегазового комплекса.

Применение ПКТ в промышленных условиях может быть ограничено требованиями к максимальному давлению и температуре эксплуатации. Кроме того, важным фактором при выборе ПКТ является химический состав транспортируемой среды, так как некоторые химические соединения могут негативно влиять на свойства ПКТ. Например, наличие H_2S и CO_2 в составе перекачиваемой среды вызывает коррозию металлической части ПКТ.

Типоразмеры и основные параметры ПКТ, участвующих в проекте, представлены в таблице 1.

Таблица 1. Типоразмеры и основные характеристики ПКТ в зависимости от классификации

Конструкция	ЖПАТ	ГПАТ	Стеклопластиковые трубы
Фактический внутренний диаметр, мм	70-300	50-200	30-300
Рабочее давление, МПа	до 4	до 32	до 27,6
Температура перекачиваемой среды, °С	до 95	до 95	до 110
Длина трубы, м	до 11,5	до 1200	до 12
Способ прокладки	надземный, наземный, подземный	подземный, наземный	надземный, наземный, подземный

Расчетный шаблон ТЭО применения ПКТ создан с использованием математических моделей и факторов основных различий между стальными трубами и ПКТ.

$$TCO = \sum_{t=1}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+i)^{t-0,5}} \quad (1)$$

где n – количество периодов, лет;

t – момент времени, в котором осуществляются затраты;

i – ставка дисконтирования.

$$CAPEX_t = Z_{1t} + Z_{2t} \quad (2)$$

$$OPEX_t = Z_{3t} + Z_{4t} \quad (3)$$

где $Z1$ – затраты на приобретение трубной продукции, тыс.руб.;

$Z2$ – затраты на СМР, тыс.руб.;

$Z3$ – затраты на содержание трубопроводов, тыс.руб.;

$Z4$ – затраты на ликвидацию отказов, тыс.руб.;

В работе исследовано применение полимерно-композитных труб в промышленных условиях. Рассмотрены основные достоинства и недостатки ПКТ в сравнении со стальными трубами, с учетом имеющихся ограничений. Разработана методика технико-экономического обоснования, позволяющая оценить экономическую эффективность от применения ПКТ в промышленных условиях на основе разработанной сметной документации.

Список использованных источников

1. Труфанов А. А. Сокращение удельных затрат на добычу нефти при использовании стеклопластиковых труб // Инженерная практика. - 2015. - №4.
2. Волков А. С. Основные проблемы применения стеклопластиковых труб и пути их решения // Инженерная практика. - 2016. - №10-11.
3. Хаиров Д.К. Опыт эксплуатации трубопроводов в неметаллическом исполнении и планы модернизации трубопроводного парка ООО «РИТЭК» // Инженерная практика. - 2022. - №1. - С. 8-14.
4. Густов Д.С. Экономическое обоснование сооружения газопроводов из композитных материалов // Территория нефтегаз. - 2016. - №3. - С. 154-159.
5. Гулин Д. А., Карпова К. Е., Глазков А. С., Насибуллин Т. Р. О Применении труб из полимерных материалов для промышленных трубопроводов // Нефтегазовое дело. - 2020. - №6. - С. 107-115.

УДК 622.691.4.053

АВТОКОЛЕБАНИЯ В ТУПИКОВЫХ ОТВОДАХ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА

Д.А. Борисов, А.П. Токарев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Автоколебания в тупиковых отводах газопроводов представляют собой сложное явление, которое возникает в результате динамических взаимодействий

между газовым потоком и конструкцией трубопроводов [1]. К ключевым причинам возникновения автоколебаний в тупиковых участках относятся:

1. Гидродинамические колебания: быстрые изменения давления, возникающие при открытии или закрытии трубопроводной арматуры, могут создавать волновые эффекты, способные вызывать резонансные колебания в отводах.

2. Неправильное проектирование: неправильный расчет углов и радиусов отводов может приводить к локальным перегрузкам, способствующим возникновению вибраций.

3. Температурные колебания: термальные расширения и сжатия материалов трубопровода при изменении температуры могут вызвать механические напряжения и, как следствие, колебания.

4. Влияние внешних факторов: сейсмические воздействия, вибрации от соседних объектов, скорость потока в основном трубопроводе могут усиливать колебательные движения в системе [2-5].

Понимание механизма автоколебаний имеет важное значение для повышения надежности и безопасности газопроводов. Возмущение низкочастотных колебаний в стационарном потоке газа в трубопроводе являются автоколебания в неоднородностях. В исследуемом случае такой неоднородностью является тройниковое соединение коллектора всасывания с линиями всасывания неработающих компрессоров. Частота таких возмущений определяется скоростью потока, геометрическими характеристиками неоднородности и критерием подобия – числом Струхала.

Число Струхала определяется по формуле:

$$Sh = f_s \frac{d}{w}, \quad (1)$$

где Sh – число Струхала (для тройникового соединения $0,25 \leq Sh \leq 0,5$),

f_s – характерная частота колебаний, Гц,

W – линейная скорость потока, м/с,

d – внутренний диаметр отвода тройника, м [3, 6].

В данной работе критерий рассчитывается для линии всасывания и линии нагнетания полнопорных газоперекачивающих агрегатов. По результатам расчетов определяется условие ($f_{s\ min} < f_0 < f_{s\ max}$, где $f_{s\ min}, f_{s\ max}$ – частоты колебаний трубопроводной системы, соответствующие $Sh = 0,25$ и $Sh = 0,5$, f_0 – собственная частота газового столба в тупике) [3, 6], исходя из которого делаются выводы о возникновении автоколебаний на рассматриваемом участке трубопровода.

Список использованных источников

1. Садовников, В. И. "Динамика трубопроводных систем". Москва: Энергоатомиздат, 2000.
2. Куликов, А. Н. "Теория колебаний в трубопроводах". Санкт-Петербург: Питер, 2005.
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.
6. Якубович В.А. Вибрационная диагностика трубопроводов компрессорных станций / В.А. Якубович; ОАО "ГАЗПРОМ", ДООО "ОРГЭНЕРГОГАЗ", ИТЦ "ОРГТЕХДИАГНОСТИКА". — М.: Недра, 2004.

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДПУСКОВОЙ ОСУШКИ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЖИДКОСТНЫХ ПРОБОК

О.В. Бочарниковс, Н.Н. Голунов

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

Введение в эксплуатацию глубоководных газопроводов — сложный и многоэтапный процесс, требующий использования инновационных решений для обеспечения их безопасного функционирования. Одним из ключевых аспектов подготовки трубопроводов является очистка и осушка их внутренней полости, включающая несколько технологических операций: гидроиспытания, очистку внутренней полости, осушку и продувку азотом или сжатым воздухом. Наличие минимального количества влаги в трубопроводе может привести к развитию коррозии, образованию гидратов и снижению эффективности транспортировки нефти и газа. Это особенно важно для глубоководных газопроводов, которые подвержены воздействию высоких давлений и экстремальных условий, что делает традиционные методы осушки неэффективными.

Одним из самых эффективных методов для осушки внутренней полости газопроводов является технология использования жидкостных пробок, ограниченных скребками и заполненных абсорбентом, таким как метанол или моноэтиленгликоль (МЭГ). Жидкостная пробка представляет собой систему из нескольких ограничительных поршней, приводимых в движение по трубопроводу под давлением сухого сжатого воздуха или азота, что позволяет поглощать остатки влаги. Эта технология находит широкое применение в глубоководных магистральных газопроводах благодаря своей высокой эффективности и экономичности.

Процесс осушки включает несколько этапов. В первую очередь, проводится предварительная очистка трубопровода от строительного мусора и

загрязнений, что позволяет подготовить внутреннюю полость к проведению пусконаладочных операций. Далее проводится осушка с помощью жидкостных пробок, которые движутся по трубопроводу, вытесняя воду и другие остаточные загрязнения. Жидкость между поршнями поглощает влагу, а азот или сжатый воздух обеспечивает движение пробок и создает необходимое давление для выполнения процесса. На заключительном этапе производится продувка.

Важным преимуществом этой технологии является возможность ее адаптации под различные условия эксплуатации. Эта задача может быть решена построением алгоритмов модели движения жидкостной пробки, что позволит оптимизировать процесс осушки: в зависимости от диаметра трубопровода, его протяженности и рельефа местности, рассчитывается оптимальное количество и объем жидкостных пробок, а также необходимое давление для их движения. Моделирование позволяет предсказать возможные риски и избежать проблем, связанных с высокой скоростью движения или недостаточным давлением [1].

Еще одним важным преимуществом метода является возможность регенерации абсорбента. Так как после завершения процесса осушки метанол или МЭГ могут быть восстановлены и использованы повторно, то это снижает затраты на материалы и делает технологию более экологичной. Регенерация абсорбента происходит с использованием специальных установок, которые фильтруют жидкость и удаляют из нее влагу и примеси. Этот процесс позволяет использовать один и тот же объем абсорбента для осушки нескольких участков трубопровода, что значительно снижает эксплуатационные расходы.

Применение технологии было продемонстрировано на практике при реализации проекта «Турецкий поток» — одного из самых протяженных глубоководных (до 2200 метров) экспортных газопроводов. Для прокладки трубопровода были использованы передовые методы осушки и очистки, отличающиеся от традиционных гидроиспытаний. В рамках проекта впервые в мире применили сухие пусконаладочные испытания с использованием

жидкостных пробок, заполненных МЭГ, и мембранных установок для генерации азота. Такой подход позволил отказаться от сложных гидравлических процедур и минимизировать риски, связанные с использованием воды на глубине, где перепады давления создают серьезные технические вызовы. Жидкостные пробки, заполненные МЭГ, двигались по трубопроводу с помощью азота, что обеспечивало не только осушку, но и ингибирование остатков влаги, предотвращая образование гидратов и исключая образование взрывоопасных смесей, особенно в тех зонах, где абсорбент мог вступать в контакт с высокоскоростным воздухом [2].

Таким образом, технология использования жидкостных пробок в глубоководных газопроводах является перспективным и высокоэффективным методом для обеспечения надежной осушки и очистки труб перед вводом в эксплуатацию. Применение данной технологии способствует повышению безопасности и надежности магистральных систем, снижению затрат и оптимизации временных рамок пусконаладочных работ. Важным преимуществом является возможность повторного использования абсорбента, что делает процесс не только экономически выгодным, но и экологически безопасным, соответствующим современным требованиям устойчивого развития. Инновационный подход подчеркивает важность дальнейшего внедрения этой технологии в крупные инфраструктурные проекты, что способствует развитию технологии пусконаладочных работ.

Список использованных источников

1. Бочарников О.В., Голунов Н.Н. Алгоритм движения жидкостных пробок в глубоководных магистральных газопроводах // Трубопроводный транспорт – 2023 : Тезисы докладов XVIII Международной научно-практической конференции, Уфа, 16–17 ноября 2023. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. С. 41-42.

2. Чаудури Д., Никулин А.В., Юрдик Э., Аксютин О.Е. Инновации в области морского строительства: от труб до трубопровода - проект «Турецкий поток» // Газовая промышленность. – 2019. – № 1(779). С. 18-21.

**МЕТОДИКА ТЕСТИРОВАНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ
ПРИСАДОК НА ЛАБОРАТОРНОМ СТЕНДЕ ДЛЯ ПОДБОРА
РЕАГЕНТОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТЕЙ**

Э.Р. Валеев¹, Н.Р. Гафуров¹, Е.В. Харитонов^{1,2}, Л.Р. Байбекова^{1,2,3}

¹Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

*²Казанский национальный исследовательский технологический университет,
Казань, Россия*

³Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Объемы перекачки нефти варьируются как в зависимости от времени года, так и в зависимости от длительности разработки месторождений и для обеспечения перекачки высоких нагрузок и сокращения потребления электроэнергии используются химические реагенты, противотурбулентные присадки (ПТП), которые увеличивают пропускную способность трубопроводов за счет выравнивания течения потока.

Для тестирования ПТП рассматривается методика тестирования на лабораторном стенде для подбора реагентов при транспортировке нефтей. Данный стенд позволяет измерять расходные характеристики перекачиваемой жидкости и фиксировать их изменения при добавлении реагентов (рисунок 1).

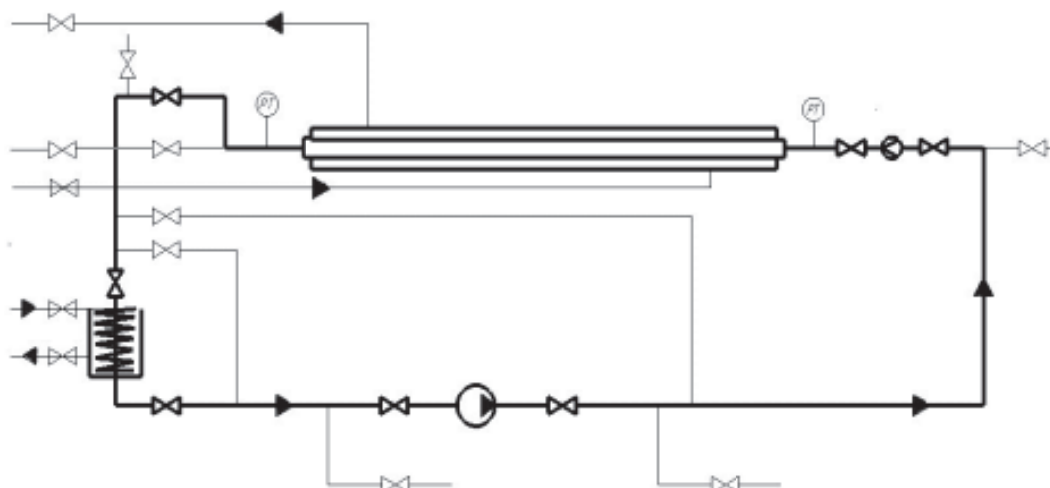


Рисунок 1. Схема лабораторного стенда

Стенд для подбора реагентов включает в себя все основные узлы и элементы трубопроводной сети, такие как резервуар, насос, трубопроводная обвязка, средства КИПиА (расходомер и манометры), системы термостатирования и стабилизации (работа насоса регулируется с помощью ЧРП, система термостатирования интегрирована как на трубопровод так, и на расходный бак). Основной отличительной чертой является то, что основной узел трубопровода является блочным и может меняться на трубопроводы различного диаметра в зависимости от вязкости углеводородов.

В расходный бак наливается испытуемая жидкость, реологические свойства которой определены на том же стенде в чистом виде без добавления реагента. При установлении стационарного режима течения жидкости, постоянных давления и температуры подготовленные реагенты вводятся в бак трубопровода.

Через равные временные интервалы все параметры (шифр реагента, его дозировка, расход жидкости до и после ввода присадки, температура и давление в начале и в конце измерительного участка до и после введения присадки) вносятся в режимную карту работы установки.

По сформированным данным рассчитывается количественная оценка эффекта Томса, которая выражается по снижению гидравлического сопротивления при постоянном давлении и рассчитывается по формуле 1.

$$T = \sqrt{\frac{\lambda_0}{\lambda}} - 1 \quad (1)$$

где λ и λ_0 – коэффициенты гидравлического сопротивления.

После чего рассчитывается коэффициент снижения гидравлического сопротивления и общей эффективности по формуле 2.

$$DR = 1 - \frac{Q_{до}^2 * \Delta P_{после}}{Q_{после}^2 * \Delta P_{до}} \quad (2)$$

где $Q_{до}^2$ – расход жидкости до ввода присадки, м³/ч;

$Q_{после}^2$ – расход жидкости после ввода присадки, м³/ч;

$\Delta P_{до}$ – перепад давления до ввода присадки, Па;

$\Delta P_{после}$ – перепад давления после ввода присадки, Па.

Также фиксируется показатель «времени жизни присадки», при котором наблюдалось положительное значение эффективности реагента, выраженное в циркуляционных циклах.

Данные значения являются показателями устойчивости ПТП к деструкционному воздействию от насоса, местных сопротивлений и турбулизации потока.

Список использованных источников

1. Харитонов Е.В., Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Миннахметов Ф.Ф., Юрченко Я.А., Гафуров Н.Р., Валеев Э.Р., Дусметова Г.И. Оценка возможности применения промышленных гиперразветвленных полимеров как реагентов повышения пропускной способности трубопроводов при перекачке нетрадиционных углеводородов. // Вестник технологического университета. – 2024. – №7 – С. 57-61.

2. 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.

3. Карпов Ф.А., Гареев М.М. Изменение эффективности применения противотурбулентных присадок в зависимости от технологического режима магистрального трубопровода. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2022. – №1-2 – С. 16-22.

УДК 620.197

АНАЛИЗ АКТУАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИИ В НЕФТЕГАЗОПРОВОДАХ

К.С. Васильева, А.С. Киреева, М. М. Бердник

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

Коррозия – серьезная проблема для нефтегазопроводов, влияющая на прочность и надёжность конструкций, экологическую безопасность и экономический ущерб. Экологические последствия коррозии связаны в первую очередь с возможностью разгерметизации трубопровода и, как следствие, разлива нефти. В связи с этим вопросы регулярного контроля и своевременного устранения выявленных дефектов являются актуальными для компаний, эксплуатирующих нефтепроводы и отвечающих за их безопасность. Экономические потери от коррозии достигают сотен миллиардов долларов в год, включая затраты на ремонт и замену поврежденных конструкций, а также косвенные убытки от простоя производственных мощностей и снижения производительности.

Современные методы защиты нефтегазопроводов включают электрохимическую защиту и пассивную защиту, основанную на использовании различных видов изоляции. Современные изготовители предлагают изоляционные покрытия различного состава, при этом нанесения

покрытия на трубу осуществляется на заводе-изготовителе, что положительно сказывается на его адгезионных качествах.

Несмотря на высокое качество современных изоляционных покрытий, полная защита труб от коррозии обеспечивается сочетанием противокоррозионных покрытий и электрохимической защиты. Электрохимическая защита осуществляется методом катодной поляризации с помощью внешнего источника постоянного тока или путем присоединения трубопровода к металлу с более отрицательным потенциалом (протекторная защита). При катодной защите отрицательный заряд подаётся на металлическую поверхность, что подавляет окислительные процессы. Аноды могут быть активными (растворяться в процессе эксплуатации) или инертными (не растворяться). Активные аноды, такие как магний или цинк, жертвуют собой для защиты основного металла.

Сочетание пассивной и активной защиты стальных газонефтепроводов позволяет получать максимальный результат и обеспечивать надежность трубопроводов на продолжительный период эксплуатации. В связи с этим большой интерес представляет разработка новых комбинированных покрытий, сочетающих в себе полимерный изолирующий слой и металлизационный слой, отвечающий за реализацию катодной защиты. Такие покрытия обладают рядом преимуществ. При повреждении полимерной изоляции, металлизационный слой предотвращает коррозию основного металла, а высокая адгезия лакокрасочных материалов с алюминиевым покрытием повышает надежность покрытий в агрессивных средах и сложных климатических условиях. Еще одним преимуществом является возможность восстановления локальных дефектов такого покрытия, что положительно сказывается на его эксплуатационных качествах. Сама идея создания подобных покрытий способна стать революционной в области защиты трубопроводов от коррозии.

Список использованных источников

1. Скорин И. А., Бахтеев С. В., Линиченко Д. С. Электрохимическая защита трубопроводов //Актуальные проблемы энергетики АПК. – 2023. – С. 261–268.
2. Бердник М. М., Кузьбожев А. С., Бирилло И. Н. В целости и сохранности Изучение вопроса обеспечения целостности защитных покрытий магистральных трубопроводов //Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2018. – №. 12. – С. 52–56.
3. Кузьбожев А. С. и др. Балочные переходы. Методы расчета и реконструкции на стадии эксплуатации трубопровода. – 2013.

УДК 622.691.4

К ВОПРОСУ О СТАРЕНИИ МЕТАЛЛА ТРУБОПРОВОДОВ

Т.И. Вафин, А.К. Гумеров

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Деградация металла труб магистральных нефте-, газопроводов при длительной эксплуатации происходит по двум основным механизмам: деформационное старение или водородное старение.

Деформационное старение – накопление необратимых микропластических деформаций, перераспределение атомов углерода и азота, взаимодействие примесных атомов с дислокациями, распад цементита и образование новых частиц. Эти процессы протекают более интенсивно в напряженных областях, в дефектных зонах и в зонах сварных соединений.

Водородное старение возникает в присутствии неиссякаемого источника атомарного водорода в металл, например, в грунтовых водах в сочетании с дефектами металла и изоляционного покрытия. Примером водородного старения для магистральных газопроводов является коррозионно-растрескивание под напряжением.

Существующие традиционные подходы при разрушающих методах испытаний не позволяют выполнить оценку состояния трубопровода с точки зрения деградации свойств металла. Необходимо обратить внимание на те свойства, которые будут чувствительны к локальным структурным изменениям, и принять их за критерии оценки надежности.

В нормативных документах, используемых при проектировании, строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов, недостаточно проработана возможность изменения механических свойств металла в процессе эксплуатации.

В работе [1] отмечено, что несмотря на сочетание таких факторов, как коррозия, пульсация температуры и давления газа, весомой причиной возникновения аварий магистральных газопроводов является наводороживание труб.

Встречаются и противоречивые результаты. Так, например, авторами работы [2] отмечается увеличение прочности, снижение пластичности и ударной вязкости на 15-20%. А в работе [3] изменений прочности и пластичности не выявлено.

В работе [4] сравниваются результаты испытаний металла эксплуатируемых труб нефтепровода и труб из аварийного запаса. Изменений стандартных механических характеристик стали не было выявлено, поскольку эксплуатационная нагрузка составляла не более $\frac{3}{4}$ от предела текучести металла [4].

Старение металла труб обусловлена наличием избыточного углерода, который диффундирует в процессе эксплуатации трубопроводов к границам ферритных зерен [5]. Данное явление способствует образованию сетки карбидов на границах зерен феррита [5].

Список использованных источников

1. Кузюков А.Н., Борисенко В.А., Крикун В.П., Левченко В.А., Архипов А.Г. Водородное разрушение сталей в условиях транспортировки природного газа // Тр. Пятой

Международ. конф. «Водородная экономика и водородная обработка материалов». Украина: Донецк, 2007. Т.2. С. 734-739.

2. Зорин Е.Е., Ланчаков Г.А., Степаненко А.И. Оценка степени деградации металла газопроводов // Газовая промышленность. 2003. № 4. С. 57-60.

3. Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С., Ямалеев К.М., Росляков А.В. Старение труб нефтепроводов. М.: Недра, 1982. 158 с.

4. Лякишев Н.П., Кантор М.М., Белкин А.А., Тимофеев В.Н. Об оценке влияния длительной эксплуатации на механические свойства и структуру металла магистральных нефтепроводов // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2007. Т.1, № 73. С. 75-82.

5. Чувильдеев В.Н. Влияние старения на эксплуатационные свойства сталей магистральных газопроводов // Тр. науч.-практ. семинара «Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов». Нижний Новгород, 2006. С. 18-67.

УДК 621.64

АНАЛИЗ МЕТОДОВ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

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

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

В связи с сооружением нефтяных резервуаров, занимающих ведущее место в системе трубопроводного транспорта и хранения нефти, проблема механизации и автоматизации процесса борьбы с накоплением донных отложений приобрела острый характер. Для повышения эффективности использования мощности резервуаров необходимо сохранение полезного объема. Борьба с отложениями в зависимости от степени механизации работ осуществляется с применением различных технологий. Согласно существующим нормам, раз в 8-10 лет резервуар выводится из эксплуатации

для проведения полного диагностического обследования. Освобожденный от нефти резервуар тщательно зачищается и дегазируется. Наибольшую сложность представляет собой очистка от парафиновых отложений, осаждающихся на днище резервуара.

Основные направления развития способов борьбы с отложениями – это периодическая очистка, которая предполагает вывод резервуаров из эксплуатации, что не всегда представляется возможным, и предотвращение накопления отложений, что, как правило, предполагает использование вспомогательного оборудования, различные системы и устройства размыва донного осадка [1, 2].

Проведенный обзор всех существующих технологий и устройств позволил выделить и классифицировать наиболее популярные способы. На рисунке 1 представлены наиболее популярные способы, применяемые для очистки и размыва или предотвращения накопления отложений в резервуарах хранения нефти.

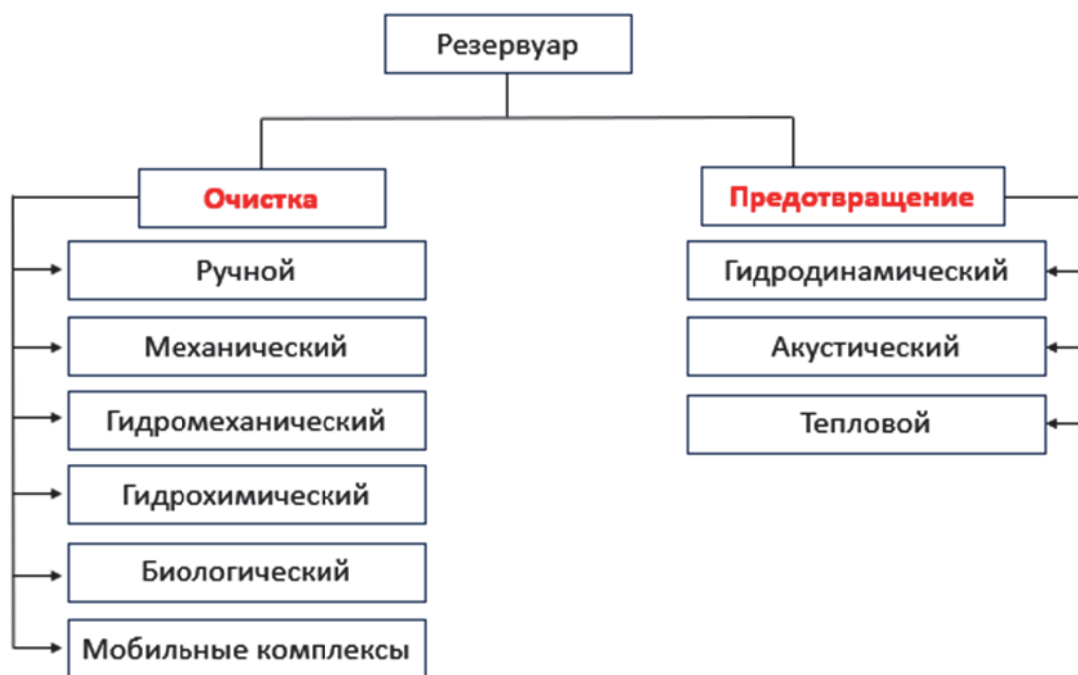


Рисунок 1. Классификация способов борьбы с донными отложениями

В работе были проанализированы все вышеуказанные методы, выявлены их достоинства и недостатки.

Одним из самых эффективных способов снижения расходов на эксплуатацию резервуаров является использование методов предотвращения образования отложений. В числе перспективных методов можно отметить применение химических реагентов, которые добавляются в нефть для предотвращения выпадения асфальтенов и смол, а также использование специальных покрытий внутри резервуара, которые предотвращают прилипание этих веществ. Традиционными же являются методы, основанные на использовании механических устройств, таких как мешалки, которые перемешивают нефть, препятствуя образованию отложений, и теплообменников для поддержания оптимальной температуры нефти, что предотвращает выпадение асфальтенов и смол. Также особое внимание уделяется системам циркуляции нефти, которые обеспечивают непрерывное движение нефти внутри резервуара, предотвращая образование отложений [3].

Каждый из этих методов имеет свои преимущества и недостатки, и выбор метода зависит от конкретных условий эксплуатации резервуара и типа нефти, которую он содержит.

Накопление донных отложений оказывает значительное влияние на эксплуатационные характеристики резервуаров, снижая их объемную эффективность и увеличивая риск аварийных ситуаций. Результаты анализа подтверждают необходимость регулярного мониторинга состояния резервуаров и проведения профилактических мероприятий по удалению отложений. Таким образом, контроль и управление донными отложениями являются ключевыми аспектами для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации нефтяных резервуаров.

Список использованных источников

1. Габбасова А. Х., Нугаева Л. К. Применение методов профилактики образования донных отложений в резервуарах в нефтехранилищах //МОЛОДОЙ УЧЕНЫЙ Учредители: ООО" Издательство Молодой ученый". – 2021. – №. 46. – С. 8-11.

2. Утеева Т. Н., Калешева Г. Е. Способы очистки и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах //Батыс Қазақстан инновациялық-технологиялық университетінің хабаршысы ғылыми журнал. – С. 237.

3. Кеер Э. А., Кожухов В. А. Способы размыва донных отложений в резервуарах хранения нефти // Решетневские чтения. – 2021. – С. 109-110.

UDC 621.643

APPROACH TO STRENGTH CALCULATION OF FLEXIBLE POLYMER REINFORCED PIPES WITH NON-METALLIC REINFORCEMENT

A. Gabbasov, I. Gundorova

LLC RN-BashNIPIneft, Ufa, Russia

Despite the development of prerequisites for increasing the applicability of non-metallic pipelines, the lack of methodological base in the field of designing and safe application leads to the fact that 90% of all accidents in non-metallic pipelines occur to improperly selected design.

In June 2024, GOTS R 70623 was officially adopted. It contains basic information on the design, pipelaying and operation of pipelines made of flexible polymer reinforced pipes (FPRP). After analyzing GOST 70623-2023, it can be concluded that it regulates the strength calculation of FPRP in case of underground laying only by maximum operating pressure (MOP). At the same time, there is a list of loads in GOST 70623 which must be performed during strength and stability calculations, but there are no methods for strength calculations.

As already was presented above, the main operating strength parameter used for strength calculations for FPRP underground laying is maximum operating pressure, which is determined by P_{LPL} – the value of 97.5 % lower confidence limit of the main regression curve which characterize FPRP's internal failure pressure in

view of its mechanical properties degradation without additional impacts and loads during laboratory research in accordance with GOST R 59834-2021.

The value of P_{LPL} is determined during hydraulic tests, its loading scheme is equal to pipe with one fixed side with installed pipe caps. Due to effect of internal pressure on caps pipe can be elongated. When pipe is laid underground, loading scheme is equal to both sides fixed pipe, its elongation is not possible and axial stresses are proportional to hoop stresses. Accordingly, loading schemes and experienced loads in case of loading FPRP with internal pressure and in case of underground pipe laying are not equal. Using it may lead to mistakes during strength calculations.

Alternatively, it is proposed to perform FPRP strength calculation on verified for internal failure pressure digital model. Axial tensile/compression and bending loads are applied to this model to simulate real underground pipeline loading. After this, internal pressure is successively increased until the ultimate strength is reached. The resulting ultimate internal pressure P_{ult} design will be related to the P_{LCL} by means of a coefficient K_{allow} . According to the results of calculations with different tensile and bending loads ratios a matrix of K_{allow} coefficients is formed for adjusting the value of the long-term pressure during the pipeline design stages.

References

1. GOST R 70623-2023 Field pipelines. Pipelines made of flexible polymer reinforced pipes. Rules of design, installation and operation. M.: FGBU "RST". 2024. 58 p.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ ОБОЛОЧЕК ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ ОТ ИСПАРЕНИЙ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ

Р.Р. Габдинуров, М.М. Гареев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

По результатам проведенных испытаний на модельных емкостях было обосновано применение гибких оболочек [1] в нефтяных резервуарах, для сокращения потерь от испарений нефти и нефтепродуктов [2]. При этом необходимо определить область рационального применения. Наиболее эффективно сравнение средств сокращения потерь от испарений рекомендуется проводить по безразмерному Ка критерию [3]. Ка критерий определяется, как частное от деления чистого дисконтированного дохода (ЧДД) на произведение обобщенной цены 1 тонны нефти/нефтепродукта (для бензина по данным на 30.10.2024 66500руб/тонна) и потерь нефти от испарения за год без внедрения средств сокращения потерь от испарений в тоннах.

Для определения ЧДД, необходимо определить затраты на внедрение проекта, результаты от внедрения и коэффициент дисконтирования (при расчетах принят 0,125). За затраты принята стоимость средств сокращения потерь, определенная по данным предоставленным ООО «Металлинвест» (понтон) и ООО «Флексол» (гибкие оболочки), указанные в таблице 1.

Таблица 1. Стоимость средств сокращения потерь для резервуаров, тыс. руб.

Тип средства	Резервуар вертикальный стальной			Резервуар горизонтальный стальной		
	100 м ³	1000 м ³	10 000 м ³	5 м ³	10 м ³	100 м ³
Оболочка	672	3 054	13 140	114	174	876

Понтон	1 320	1 897	6 800	-	-	-
--------	-------	-------	-------	---	---	---

За результаты от внедрения принята стоимость количества сохраненного бензина в результате внедрения средств сокращения потерь, количество определено по нормам естественной убыли. Результаты расчета Ка критерия для резервуаров типа РВС и РГС представлены на рисунках 1,2.

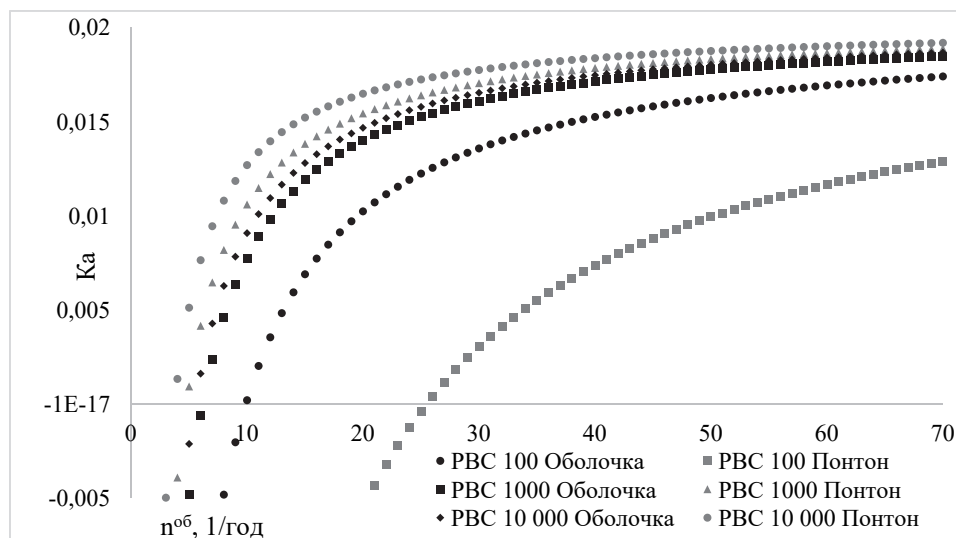


Рисунок 1. Зависимость Ка критерия от коэффициента оборачиваемости для резервуаров вертикальных стальных

Из результатов на Рисунке 1 видно, что применение оболочек для резервуаров объемом 100 м^3 явно эффективнее (при $n_{об} \geq 10 \text{ год}^{-1}$), чем применение понтонов в результате более низкой стоимости оболочки. При этом для резервуаров объемом 1000 и $10\,000 \text{ м}^3$ применение понтонов при $n_{об} \geq 4 \text{ год}^{-1}$ предпочтительнее, но при $n_{об} \geq 60 \text{ год}^{-1}$ Ка критерий для понтонов и оболочек практически сравнивается в результате более высокой эффективности оболочек.

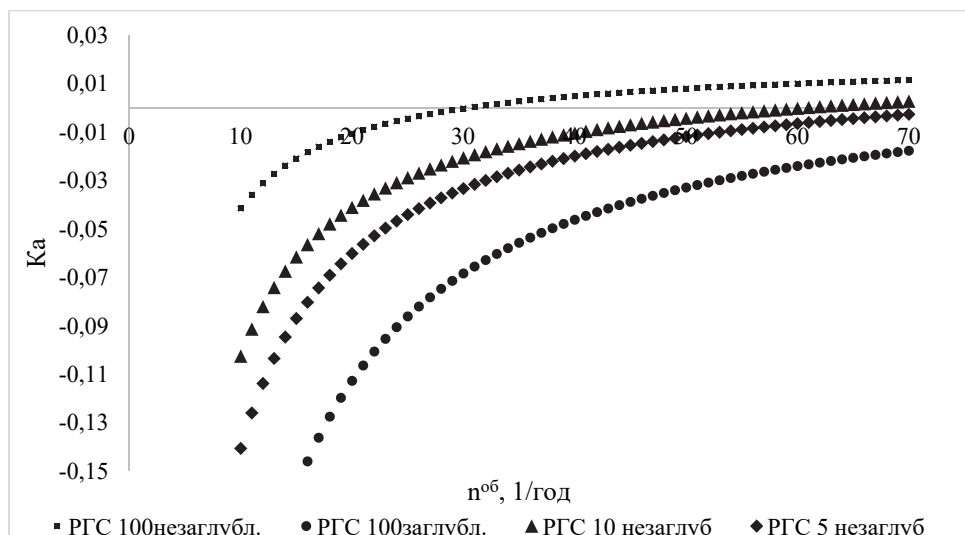


Рисунок 2. Зависимость K_a критерия от коэффициента оборачиваемости для резервуаров горизонтальных стальных

Из анализа K_a критерия для резервуаров РГС на рисунке 2 видно, что применение оболочек для заглубленных резервуаров неэффективно, так как потери незначительны. При этом, для резервуаров наземного исполнения для РГС-5м³ при $n_{об} \geq 80 \text{ год}^{-1}$, для РГС-10м³ при $n_{об} \geq 60 \text{ год}^{-1}$, для РГС-100м³ при $n_{об} \geq 31 \text{ год}^{-1}$ применение оболочек будет эффективно.

Следует отметить, что за стоимость оболочек принималась цена ремонтных вкладышей для резервуаров, изготавливаемых по индивидуальному заказу, что увеличивает конечную цену. По мнению авторов, при промышленном изготовлении гибких оболочек для резервуаров, их цена будет ниже, что позволит расширить область рационального применения.

Список использованных источников

1. Патент РФ № 202016 U1 МПК В65D 88/54 (2006.01), В65D 90/00 (2006.01) Емкость для хранения нефти и нефтепродуктов / Габдинуров Р.Р., Гареев М.М. Оpubл.: 27.01.2021. Бюл. № 3.

2. Габдинуров Р.Р., Гареев М.М. Применение мягких оболочек внутри резервуара для предотвращения потерь от испарений нефти и нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2021. № 4. С. 39–44

3. Щепин, С. Л. Улавливание паров бензина из резервуаров с использованием жидкостно-газовых эжекторов: дис.. канд. техн. наук.: Щепин Сергей Леонидович - Уфа УГНТУ, 2007. - 145 с.

УДК 622.692.4

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ СИСТЕМЫ СГЛАЖИВАНИЯ ВОЛН ДАВЛЕНИЯ

В.С. Газизов, Т.В. Дмитриева

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Одним из методов, позволяющих минимизировать риски, связанными с гидравлическими ударами является установка системы сглаживания волн давления (далее - ССВД). ССВД предназначена для сглаживания волн давления, образующихся в МТ при нестационарных процессах (остановка нефтеперекачивающей станции, отключение насосного агрегата и т.д.), она реагирует на изменение скорости роста давления в трубопроводе и обеспечивает сброс части потока жидкости из приемной линии станции в резервуары, тем самым предотвращая возможные аварийные ситуации.

ССВД обеспечивает дополнительную защиту магистрального трубопровода, когда другие методы регулирования давления (например, за счет перепускных клапанов или изменения скорости потока) не дают достаточной стабилизации. Применение ССВД эффективно в условиях, когда существует значительный риск возникновения гидравлических ударов в условиях сложного рельефа, где возможны внезапные скачки давления. Установка системы должна обосновываться расчетами нестационарных процессов.

Для исследования было проведено моделирование работы магистрального нефтепровода с различными настройками системы ССВД. Анализовались такие параметры, как рабочее давление, давление при гидравлическом ударе и давление, возникающее в системе сглаживания. Использовалось программное обеспечение ANSYS для выполнения расчетов и визуализации результатов.

Для исследования был выбран магистральный нефтепровод, имеющий следующие характеристики: диаметр трубопровода - 1220 мм, рабочее давление - 4,3 МПа, пропускная способность - 6650 м³/ч. Маршрут нефтепровода включает сложные участки, проходящие через различные ландшафты и грунты, включая глинистые слои, что требует усиленных мер по защите от ударных и динамических нагрузок.

Результаты моделирования показали, что при отсутствии системы ССВД максимальные эквивалентные напряжения на стенках трубопровода превышали предел текучести, что указывало на высокие риски возникновения пластических деформаций и разрушений. В условиях гидравлического удара давление в трубопроводе увеличивалось до 5,81 МПа, что значительно превышало рабочие параметры.

Однако при применении ССВД максимальные напряжения не превышали критические значения, а запас прочности составил более 53 %. Это свидетельствует о том, что система сглаживания эффективно контролирует давления и позволяет обеспечить стабильную работу нефтепровода.

Кроме того, были проанализированы зависимости между объемом пневмогидроаккумулятора и скоростью нарастания давления, а также влияние начального настроечного давления на эквивалентные напряжения в трубопроводе.

Проведенное исследование подтвердило, что использование системы сглаживания волн давления в магистральных нефтепроводах значительно повышает уровень безопасности и надежности их эксплуатации. Система позволяет избежать критических ситуаций, связанных с гидравлическими

ударами, и обеспечивает защиту конструкции трубопровода. Дальнейшие исследования в этом направлении помогут оптимизировать параметры систем ССВД для различных условий эксплуатации.

Список использованных источников

- 1 Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления / А.Д. Альтшуль // М.: Недра, 1982. – 224 с.
- 2 Адоевский А.В. ССВД как средство защиты магистральных нефтепроводов от волн повышенного давления / А.В. Адоевский // Промышленная безопасность и экология, 2010, № 8.
- 3 Адоевский А.В. Теория для расчета нестационарных процессов в нефтепроводах, оборудованных ССВД / А.В. Адоевский // Изв. вузов, Нефть и газ, 2010, № 3.
- 4 Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев и др // 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
- 5 Арбузов Н.С. Быстродействующий запорный клапан как альтернативный способ защиты от гидроудара / Н.С. Арбузов // Нефтяное хозяйство, №2, 2012, 106 с – 108 с.

УДК 621.89.097.3

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АВИАЦИОННОГО ДВИГАТЕЛЯ АЛ-41СТ-25

Т.И. Газизов, Д.Т. Саитов, О.Б. Давлетов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Современные условия энергетической безопасности и растущая потребность в эффективных решениях для транспортировки углеводородов обуславливают необходимость разработки новых технологий. В этой связи газотурбинный двигатель АЛ-41СТ-25, созданный специалистами уфимского предприятия ОДК-УМПО, представляет собой важный шаг к повышению

эффективности газоперекачивающих агрегатов. Учитывая конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики, данный двигатель выступает как значимый инструмент для обеспечения надежного и безопасного транспортирования газа.

Двигатель АЛ-41СТ-25 демонстрирует характеристики, соответствующие современным требованиям. Его мощность составляет 25 МВт, что обеспечивает необходимое давление при транспортировке газа по трубопроводам. Прогнозируемый ресурс эксплуатации двигателя составляет не менее 120 тысяч часов, что свидетельствует о надежности и долговечности конструкции.

Одним из существенных преимуществ АЛ-41СТ-25 является его высокая эффективность: расчетный коэффициент полезного действия (КПД) достигает 39,1%, с возможностью поэтапного увеличения до 40%. Это значение превышает показатели существующих аналогов в этом классе мощностей, у которых КПД не превышает 38,5%. Повышение КПД может существенно оптимизировать затраты на эксплуатацию газоперекачивающих агрегатов. Кроме того, характеристики двигателя подчеркивают его экологичность, что важно в контексте устойчивого развития.

Таким образом, газотурбинный двигатель АЛ-41СТ-25 является достижением в области энергетических технологий для нефтегазового сектора. Разработка данного двигателя, осуществленная в рамках партнерства между Госкорпорацией Ростех, ОДК, ПАО «Газпром» и Республикой Башкортостан, представляет собой важный шаг к технологическому суверенитету в топливно-энергетическом комплексе России.

Список использованных источников

1. Испытания нового газотурбинного двигателя АЛ-41СТ-25 мощностью 25 МВт. [Электронный ресурс] // Объединенная двигателестроительная корпорация. – 2023. – Режим доступа: <https://uecrus.com/press/odk-nachala-ispytaniya-novogo-industrialnogo-dvigatelya-dlya-gazproma/> (Дата обращения: 30.10.2024)

ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЕЧНОМЕРЗЛОГО ГРУНТА НА ПРОСАДКУ СВАЙ ПОД ШАРОВЫМ РЕЗЕРВУАРОМ

К.А. Гайсина, К.В. Музыченко, Т.С. Султанмагомедов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Актуальность данной темы обусловлена тем, что значительная часть многолетнемерзлых грунтов теряет несущую способность при оттаивании [1]. Актуальность исследования обусловлена большим влиянием температуры и влажности на механические характеристики многолетнемерзлых грунтов [2]. В процессе эксплуатации газгольдер может менять свои температурные режимы, что может привести к образованию зон оттаивания и изменению напряженно-деформированного состояния (НДС) конструкции [3].

Для эффективного использования систем мониторинга и применения конструктивных решений необходимо иметь цифровую модель, описывающую с достаточной точностью поведение конструкции на оттаивающих грунтах. На данный момент проблема моделирования взаимодействия нефтегазовых объектов с грунтом решаются программным комплексом ANSYS, основанными на методе конечных элементов. В качестве модели рассматривается шаровой резервуар для хранения нефтепродукта ($\rho=1000 \text{ кг/м}^3$) под избыточным давлением 0,6 МПа вместимостью 3000 м³ и толщиной оболочки 16 мм.

В работе проводится механическое моделирование взаимодействия шарового резервуара с многолетнемерзлым грунтом с учетом изменения механических свойств грунта при изменении температуры. В работе рассматриваются дисперсные грунты с различными значениями модуля деформации. Вводится взаимосвязь для механической и тепловой моделей свая-грунт, также учитывается влажность грунтов. Разработанная методика позволит пересчитывать модели свая-грунт в процессе эксплуатации при изменении условий и физических свойств модели.

Целью эксперимента является оценка влияния температуры многолетнемерзлого грунта на несущую способность свай.

Основными задачами исследования являются:

- Анализ модели взаимодействия резервуара с ММГ с целью выявления факторов, влияющих на его НДС и разработка экспериментального метода определения зависимости давления от температуры и влажности грунта, диаметра свай и их глубины погружения в грунт при его оттаивании.

- Разработка конечно-элементной модели напряженно-деформированного состояния шарового резервуара на границе участка с различными значениями диаметров, влажности, температуры грунта, глубины погружения свай и расчета оптимальных параметров конструкции.

Теоретическая значимость заключается в:

- Понимании термодинамических процессов. Исследование помогает глубже понять, как температурные колебания влияют на физико-механические свойства грунта.

- Разработке рекомендаций. Полученные данные могут помочь в разработке рекомендаций по выбору материалов и технологий для строительства в регионах с вечноммерзлыми грунтами, что повысит устойчивость конструкций.

- Оценке устойчивости конструкций. Исследование воздействия температуры на состояние грунта и просадку свай позволит прогнозировать и оценивать поведение конструкций в процессе эксплуатации.

Список использованных источников

1. Research of throwing areols of underground pipeline in permafrost / T. S. Sultanmagomedov, R. N. Bakhtizin, S. M. Sultanmagomedov, T. M. Halikov // SOCAR Proceedings. – 2021. – No. SI2. – P. 21-30. – DOI 10.5510/ogp2021si200594. – EDN CVWBVN.

2. Экспериментальные исследования сопротивления мерзлого грунта продольным перемещениям трубопровода при изменении температуры и влажности / Р. Н. Бахтизин, С. М. Султанмагомедов, Т. С. Султанмагомедов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10, № 3. – С. 243-251. – DOI 10.28999/2541-9595-2020-10-3-243-251. – EDN GWSNYC.

3. Шамилов, Х. Ш. Разработка конструкции опоры для подземного крепления трубопровода в зонах распространения островной и прерывистой мерзлоты / Х. Ш. Шамилов, Т. С. Султанмагомедов, С. М. Султанмагомедов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 1. – С. 31-40. – DOI 10.18799/24131830/2021/1/2997. – EDN VVBVKR.

УДК 622.691.4

ОБ ОСНОВНЫХ ОСЛОЖНЕНИЯХ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗА

А.А. Галимов¹, Д.Е. Бугай², А.И. Асадуллин¹

¹ ООО «Газпром трансгаз Уфа», Уфа, Россия

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

Подогреватели газа (ПГ) используют на объектах его магистрального транспорта с целью нагрева и автоматического поддержания заданной температуры газа перед дросселированием [1]. Обеспечение надежной работы ПГ является важной задачей при эксплуатации компрессорных и газораспределительных станций (КС и ГРС).

Для выявления факторов, влияющих на надежность ПГ, была проанализирована информация об их отказах за 2019-2023 гг. по нескольким Дочерним Обществам ПАО «Газпром».

Осложнения при эксплуатации ПГ различают в зависимости от их природы и наблюдаемых проявлений.

При работе огневых подогревателей типа ПГА чаще всего имеют место отказы элементов автоматики и обрушение футеровки с засыпанием

подошелевых горелок, что сопровождается ухудшением образования газоздушной смеси, а также превышением предельно допустимого содержания угарного газа в продуктах сгорания и падением КПД подогревателя ниже паспортных значений [2]. Периодически отмечаются дефекты змеевика ПГ (трещинообразование, утонение стенки, язвенная коррозия) из-за воздействия высоких температур продуктов сгорания и эрозионного износа металла. Отметим тенденцию к постепенному сокращению на объектах ПАО «Газпром» числа такого типа подогревателей вследствие своевременной замены морально устаревшего оборудования.

В настоящее время при реконструкции, техническом перевооружении и строительстве новых объектов широко внедряются блоки подогрева газа (БПГ), представляющие собой комплекс из водогрейных котлов, газоводяных теплообменников и системы циркуляции теплоносителя. Эксплуатация БПГ, имеющих в своем составе много различного оборудования, связана с возможными отказами вспомогательных систем, в то время как основное оборудование (котлы и теплообменники) практически всегда зарезервировано.

Наибольшее распространение получили подогреватели с промежуточным теплоносителем (типа ПТПГ), их число ежегодно увеличивается за счет замены морального устаревших ПГА и ввода новых объектов [3]. Частым отказом подогревателей данного типа остается нарушение герметичности теплогенератора, сопровождающееся утечкой теплоносителя. Это происходит из-за различных значений осевых напряжений, действующих на металл дымогарных труб и топки вследствие неравномерного теплового расширения данных элементов теплогенератора, а также как следствие термической малоцикловой усталости металла. Однако благодаря внесенным заводом-изготовителем конструктивным изменениям и своевременно проводимым эксплуатантами ремонтам, количество такого рода отказов постепенно снижается [4].

Актуальной проблемой при эксплуатации ПГ остается также их низкая тепловая нагрузка, которая приводит к циклическому режиму работы по

причине неизбежного переключения с основной горелки на запальную и обратно [5]. Периодически на ПГ данного типа дают о себе знать проблемы, связанные с работой горелочного устройства (проскоки и отрывы пламени, прогары элементов горелок), которые, в свою очередь, влияют на безопасность, эффективность и экологичность оборудования. В связи с этим высока актуальность оперативного обнаружения дефектов горелочного устройства и поддержания оптимальных режимов работы ПГ, в том числе путем проведения внепланового технического обслуживания и режимно-наладочных испытаний.

Список использованных источников

1. Дистанов Р.Ю., Посмак М.П., Лигачев А.В. Перспективы развития газораспределительных станций ПАО «Газпром» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 12. С. 34–38.
2. Подогреватель газа автоматический ПГА-200. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. Щекно: Щекинский завод РТО, 2003. 19 с.
3. Перспективные направления совершенствования систем подогрева газа на газораспределительных станциях / В. М. Янчук, А. С. Кузьбожев, И. Н. Бирилло [и др.] // Газовая промышленность. – 2022. – № 6(834). – С. 52-58.
4. Патент РФ 2768334. *Подогреватель газа* / Агабабян Р.Е., Маслин А. Г. Заявл. 30.07.2021. Оpubл. 23.03.2022.
5. Галимов, А. А. О влиянии ряда факторов на работоспособность подогревателей газа / А. А. Галимов, Д. Е. Бугай, А. И. Асадуллин // Трубопроводный транспорт - 2023: Тезисы докладов XVIII Международной научно-практической конференции, Уфа, 16–17 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. С. 54-55.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ СВОЙСТВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ

А.А. Галимова, Т.Р. Насибуллин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Использование композитных материалов для создания технологических трубопроводов является одним из перспективных направлений в области нефтегазовой промышленности, так как повышение эффективности и надежности технологических трубопроводов является первостепенной задачей.

Основная цель проведения данного исследования заключается в изучении возможности практического применения композитных материалов для технологических трубопроводов, и в анализе свойств таких материалов, экономического эффекта и воздействия на экологию и окружающую среду.

В результате проведенного исследования были подробно изучены особенности строения полимерно-армированных труб, применяемых для технологических нефтепроводов. Далее отметим те задачи, которые были успешно решены в ходе выполнения представленного исследования.

1. Была проведена аналитическая работа в части исследования свойств и характеристик современных композитных материалов, дана оценка их потенциальному применению в технологических трубопроводах, были выявлены перспективы их использования в ближайшие годы.

2. Было проведено исследование эффективных свойств полимерно-армированных материалов для технологических трубопроводов. По итогам проделанной работы был определен перечень качественных свойств материала, которые, в свою очередь, определяют эффективность трубопроводов: при угле армирования 70° фиксируются минимальные эквивалентные напряжения, шаг намотки армирующих нитей в 2 мм

обеспечивает минимальные напряжения в стенках трубы, а оптимальная толщина нитей составляет 2 мм, при которой также достигаются наименьшие эквивалентные напряжения.

3. Была разработана численная модель участка технологического трубопровода и проведен анализ напряженно-деформированного состояния. В результате расчета были получены значения напряжений, возникающих в трубопроводе и на ее элементах.

Планируется, что сформированные выводы по результатам исследования обеспечат рост эффективности использования композиционных материалов в нефтегазовой отрасли, а именно в системах технологического трубопровода.

Список использованных источников

1. О применении труб из полимерных материалов для промышленных трубопроводов / Д. Гулин, К. Карпова, А. Глазков, Т. Насибуллин. // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 6. – С.107-115
2. Глазков А.С., Гарифуллин А.А., Фассахов М.А., Насибуллин Т.Р., Гулин Д.А. Анализ материалов, применяемых в производстве полимерных труб для строительства нефтегазопроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 5-6. С. 40-45.

АНАЛИЗ И МОДЕРНИЗАЦИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ВЫРАБОТКИ ГАЗА ИЗ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Э.М. Галявиев, Е.М. Муфтахов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

На данный момент существует большое количество систем выработки газа из оборудования компрессорных станций во время плановых ремонтных работ. Среди данных систем возможно использование мобильной эжекционной установки [1]. В её основе – струйный двухступенчатый эжектор, который использует энергию высоконапорного газа для компримирования низконапорного газа. Существенный недостаток данной технологии – относительно невысокая производительность, что влияет на время выработки заданного объема природного газа.

В работе рассмотрены методы увеличения производительности мобильной эжекционной установки.

Весьма очевидным и простым решением является увеличение количества эжекторов. Это позволит добиться кратного увеличения расхода вырабатываемого природного газа. Однако вместе с этим и кратно увеличивается экономическая стоимость проекта.

Другое решение – установка побудителя низконапорного эжектируемого потока газа. Он может представлять собой вращающееся от какого-либо привода лопастное колесо с направляющим аппаратом. Это позволит более эффективно смешивать потоки газа, что тем самым увеличит производительность. Стоимость такой доработки относительно невысокая, однако вместе с этим возникает потребность в использовании дополнительной энергии на работу привода.

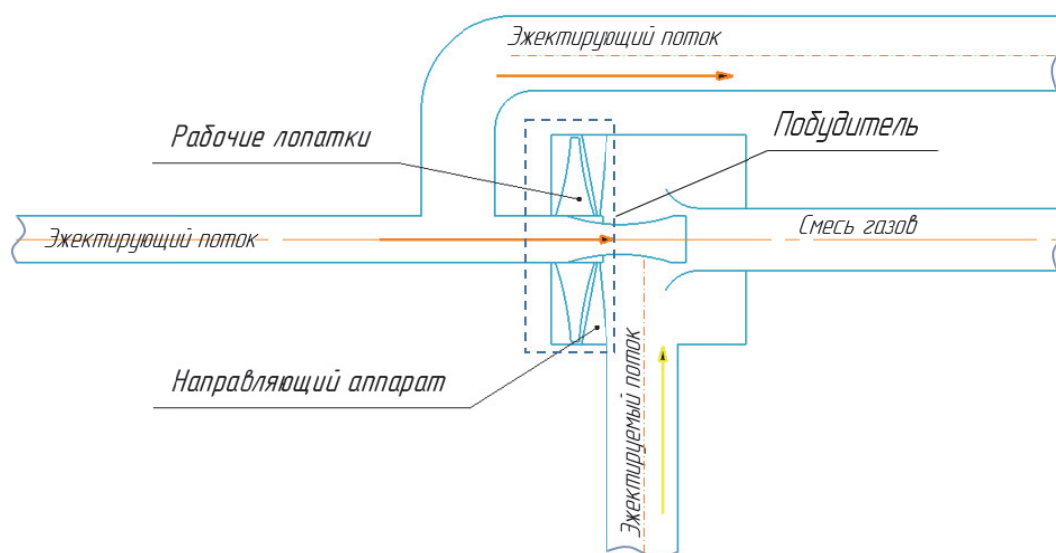


Рисунок 1. Схема эжектора с побудителем низконапорного потока

Список использованных источников

1. Галявиев Э.М., Смирнов О.Е., Муфтахов Е.М., Кадыров И.Р. Анализ и модернизация систем выработки газа из оборудования компрессорных станций // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22, № 1. С. 129-139. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-1-129-139>.

УДК 622.692

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВОК ПО ВВОДУ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

М.М. Гареев, С.К. Сахаров

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Предлагается использование мобильной установки для ввода суспензионной противотурбулентной присадки (ПТП) для компенсации

пропускной способности фактического режима работы магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов при штатных и нештатных ситуациях, сопровождающихся снижением пропускной способности магистрального трубопровода (МТ) (например, параллельные нитки МТ, соединенные перемычками, или участки МТ с лупингами).

В работе были использованы материалы из источников [1-4].

Технические характеристики мобильной установки представлены в таблице 1.

Таблица 1. Технические характеристики мобильной установки

Наименование характеристики	Ед. изм.	Значение
Диапазон подачи	м ³ /ч (л/ч)	от 0,001 до 0,025 (от 2,5 до 100)
Максимальное давление нагнетания трубопроводов и оборудования	МПа	6,3
Погрешность дозирования, не более	%	3
Расстояние от точки вывода ПТП до трубопровода, не более*	м	40
Требуемый объем емкости для присадки	м ³	не менее 4
Кажущаяся вязкость по Брукфилду перекачиваемой среды, не более	мПа*с (сП)	500 (500)
Плотность присадки, не более	кг/м ³	900
Товарная форма присадки	-	Суспензионная
Габаритные размеры блок- бокса (длина х ширина х высота), не более:	мм	6060 х 2460 х 2600
Масса установки (блок-бокс с оборудованием), не более	кг	8000
Номинальный диаметр подающего трубопровода	-	Ду 25

Наименование характеристики	Ед. изм.	Значение
Уровень шума, не более	дБ	80
Напряжение питания	В	Переменное напряжение 380 В, частота 50 Гц
Мощность, не более**	кВт	35
* Возможные точки подключения мобильной установки для ввода ПТП: - на территории перекачивающих станций: 1) существующие вантузы, расположенные на напорном трубопроводе на участках после узла регуляторов давления; 2) камеры пропуска и пуска средств очистки и диагностики; 3) существующие вантузные колодцы, установленные на выходе станции. - на территории линейной части: 1) существующие вантузы; 2) врезка новых вантузов. ** Обеспечивается при помощи мобильного дизельного или бензинового электрогенератора.		

В качестве примера рассмотрена эксплуатация магистрального нефтепродуктопровода (МНПП) «Уфа – Западное направление» (УЗН) на технологическом участке (ТУ) «Черкассы – Субханкулово» с применением мобильной установки по вводу ПТП.

Выводы по результатам гидравлических расчетов:

1. Представляется возможным компенсировать пропускную способность фактического режима работы при следующих вариантах эксплуатации МНПП УЗН на ТУ «Черкассы – Субханкулово» с помощью применения мобильной установки по вводу ПТП:

- при отключении лупинга 29,5 км;
- при отключении лупинга 48,3 км;
- при отключении лупингов 29,5 и 48,3 км;
- при отключении ЛПДС «Языково-ПП».

2. Максимальный расчетный объём ПТП не превышает 4 м³, следовательно, объёма транспортной емкости мобильной установки достаточно

для обеспечения требуемых параметров эксплуатации МНПП УЗН на ТУ «Черкассы – Субханкулово» с вводом ПТП для компенсации пропускной способности фактического режима работы на протяжении всего времени использования установки в каждом варианте ее эксплуатации.

3. Область применения мобильной установки: перекачивающие станции, не оборудованные стационарными узлами ввода ПТП, линейная часть МТ.

Следует отметить, что применение мобильного узла ввода ПТП имеет положительный экономический эффект, который обеспечивается из-за недопущения снижения тарифной выручки от перекачки продукта с учетом:

- стоимости присадки;
- амортизационных отчислений на эксплуатацию мобильной установки;
- стоимости материалов для подключения к линейной части МТ.

Список использованных источников

1. Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов / М.М. Гареев, Ю.В. Лисин, В.Н. Манжай, А.М. Шаммазов. – СПб.: Недра, 2013. – 228 с.
2. Нанотехнологии для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов / Р.Н. Бахтизин, М.М. Гареев, Ю.В. Лисин и др. – СПб.: Недра, 2018. – 352 с.
3. Гареев М.М. Повышение эффективности магистральных нефтепроводов на основе использования агентов снижения гидравлического сопротивления и совершенствования системы учета нефти: дис. док. техн. наук: 25.00.19 / Гареев Мурсалим Мухутдинович. – Уфа, 2006 – 348 с.
4. Гареев М.М., Сахаров С.К., Топычканов, К.И., Волохов Д.И. Применение мобильной установки для ввода противотурбулентных присадок в магистральные трубопроводы // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. № 3-4. С. 42-48.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ КОМПАУНДИРОВАНИЕМ БИНАРНЫХ НЕФТЕЙ ПО ПОКАЗАТЕЛЯМ ВЯЗКОСТИ

М.М. Гареев, Б.Н. Мастобаев, А.М. Гареев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В различных регионах России и на территории СНГ (республика Казахстан) добываются нефти с аномальными свойствами: высоковязкие, высокопарафинистые и высокой температуры застывания. В последние годы происходит увеличение доли высоковязких и высоkozастывающих нефтей в общем объёме добычи нефти.

Перекачка таких нефтей по магистральным трубопроводам представляет трудности и применения особых технологий перекачки: с подогревом нефтей, с применением депрессорных добавок и противотурбулентных присадок, совместная перекачка с разбавителями и другие.

В последние годы экспериментальными исследованиями показана возможность использования и эффективность технологии перекачки смеси высоковязких и вязких нефтей в определенных соотношениях [1].

При перекачке нефтей по магистральным нефтепроводам важным фактором является их вязкость, влияющая на гидродинамические параметры перекачки. Поэтому, в случае необходимости смешения необходима такая система компаундирования, которая смогла бы обеспечить формирование смесей не превышающего некоторого заданного значения вязкости смеси для энергоэффективных режимов перекачки по магистральным трубопроводам.

Используя модифицированное уравнение Вальтера [2] для расчета вязкости смеси нефтей получено соотношение, по которому определяется требуемое значение производительности подкачки высоковязкой нефти, при

которой будет обеспечиваться заданное значение вязкости в смешанном потоке нефти

$$G_{1mp} = G_{см} \cdot \log(\log_{(\mu_2 + \mu'_v)}(\mu_1 + \mu'_v)) \left(\log_{(\mu_2 + \mu'_v)}(\mu_{mix\ зад} + \mu'_v) \right), \quad (1)$$

где μ_1, μ_2 — динамические коэффициенты вязкости, соответственно, в 1 и 2 смешиваемых потоках;

$G_{см}$ — массовая производительность перекачки в смешанном потоке;

$\mu_{mix\ зад}$ — заданное значение коэффициента вязкости смешанного потока.

μ'_v — мнимое значение вязкости, которое определяется предварительными лабораторными замерами.

Соотношение (1) можно использовать для автоматизации процесса управления компаундированием. Значение объемного расхода будет равно:

$$Q_1 = \frac{G_{1mp}}{\rho_{вв}}, \quad (2)$$

где $\rho_{вв}$ — плотность высоковязкой нефти при температуре перекачки.

Регулировать производительность подкачки высоковязкой нефти можно применяя регуляторы расхода, установленными на линии нагнетания насосов, за счет дросселирования потока, или применяя насосные агрегаты с частотно - регулируемым приводом (ЧРП) за счет изменения частоты вращения вала двигателя.

Для центробежных насосных агрегатов известно из теории подобия, что подача насоса изменяется прямо пропорционально от частоты вращения рабочего колеса.

Для винтовых насосов, используя формулу зависимости подачи насоса от частоты вращения вала насоса для двухвинтового насоса НВГ 260-88ВОТ4 (ДВН), приведенную в работе [3], получена зависимость

$$Q_1 = K(n_1 - n_0) + Q_0 \quad (3)$$

где n_1 — изменившаяся частота вращения вала, об/мин;

n_0 — текущая частота вращения вала, об/мин; Q_0 — действительная подача при текущих оборотах вала, м³/ч;

Q_I - действительная подача при изменившихся оборотах вала, $\text{м}^3/\text{ч}$;
К - коэффициент подобия теоретической подачи, м^3 , $K = 0,3472 \text{ м}^3$.

Заключение:

Предлагается математическая модель управляемого смешения бинарных высоковязких нефтей для получения смеси необходимой вязкости в целях повышения энергоэффективности перекачки по разным направлениям.

Список использованных источников

1. Ревель - Муроз П.А. Разработка методов повышения энергоэффективности нефтепроводного транспорта с внедрением комплекса энергосберегающих технологий» // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, 2018 г.
2. Ташбулатов Р. Р. Прогнозирование вязкостно-температурных характеристик течения смесей при совместной транспортировке различных нефтей в системе магистральных нефтепроводов: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ташбулатов Радмир Расулевич. – Уфа, 2019. – 135 с.
3. Сивашова В.Н., Казаков В.В., Украсыженко Н.К., Швечков В.А., Южанин В.В. Разработка математической модели винтовых насосных агрегатов, адаптированной под расчетно- вычислительные комплексы. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023 т. 13. №2. С. 142-151.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕПРЕССОРНЫХ. ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

Н.Р. Гафуров¹, Э.Р. Валеев¹, Е.В. Харитонов^{1,2}, Л.Р. Байбекова^{1,2,3}

¹Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

²Казанский национальный исследовательский технологический университет,

Казань, Россия

³Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Аннотация: Транспортировка сверхвязкой нефти сопряжена с большими трудностями из-за высоких показателей вязкости и температуры застывания нефти. Для решения этой проблемы используется депрессорные присадки. Депрессорные присадки изменяют реологические свойства нефти, что значительно снижает гидравлическое сопротивление в трубопроводе. В данной работе проведена оценка эффективности депрессорной присадки в лабораторных условиях.

В последние годы наблюдается значительный рост числа месторождений сверхвязкой нефти(СВН), сосредоточенных преимущественно в удаленных северных регионах России. Эти районы характеризуются низкими температурами окружающей среды, что значительно усложняет процессы добычи, подготовки и транспортировки углеводородов. Транспортировка высоковязкой нефти в обычных условиях представляет собой значительную сложность, поскольку она обладает высокой вязкостью, которая создает дополнительные гидравлические сопротивления, снижает пропускную способность, скорость, что свою очередь увеличивает энергозатраты[1-2].

Целью исследования является оценка эффективности депрессорной присадки СНПХ-НП-2310 Д2 при различных концентрациях для

транспортировки СВН (Ашальчинского месторождения) в лабораторных условиях.

Принцип действия депрессорных присадок основан на адсорбции активных молекул на поверхности парафинообразующих кристаллов, что предотвращает их рост. Депрессорные присадки снижают вязкость нефти, улучшая её реологические свойства.

Для проведения исследования был использован лабораторный стенд (рисунок 1). Он представляет собой комплексное оборудование, которое обеспечивает возможность проведения различных экспериментов по измерению расходных характеристик перекачиваемой жидкости. Оценка эффективности депрессорной присадки оценивается по расходу, перепаду давления и температуре от циркуляционных циклов[3].

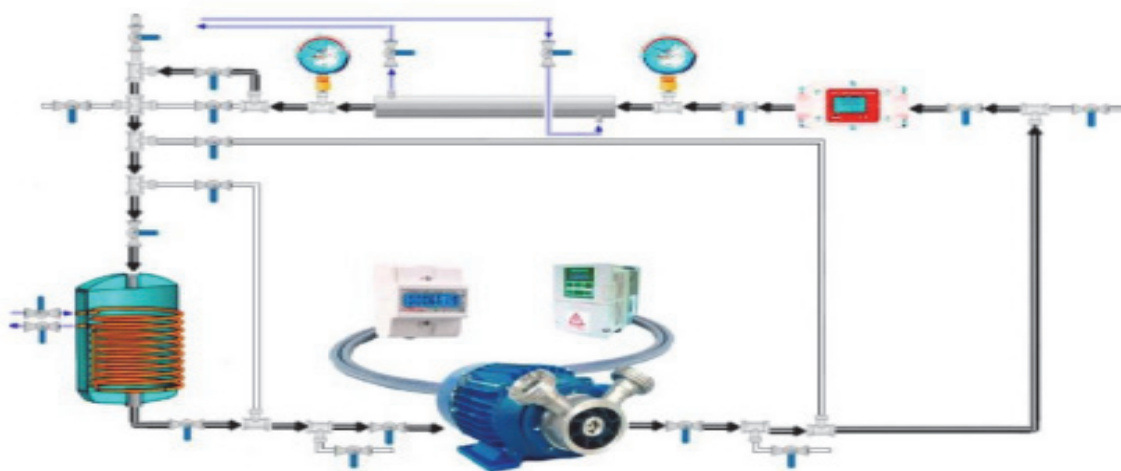


Рисунок 1. Упрощенная схема лабораторного стенда с рабочим блоком

В рамках исследования была оценена эффективность депрессорной присадки СНПХ-НП-2310 Д2 на СВН при дозировках 1000 г/т и 2000 г/т. Температура исследований составляла 28 градусов, режим течения – турбулентный, $Re = 15000$.

На рисунках 2 и 3 представлены зависимости эффективности реагента от гидравлического сопротивления, расхода жидкости и циркуляционных циклов.

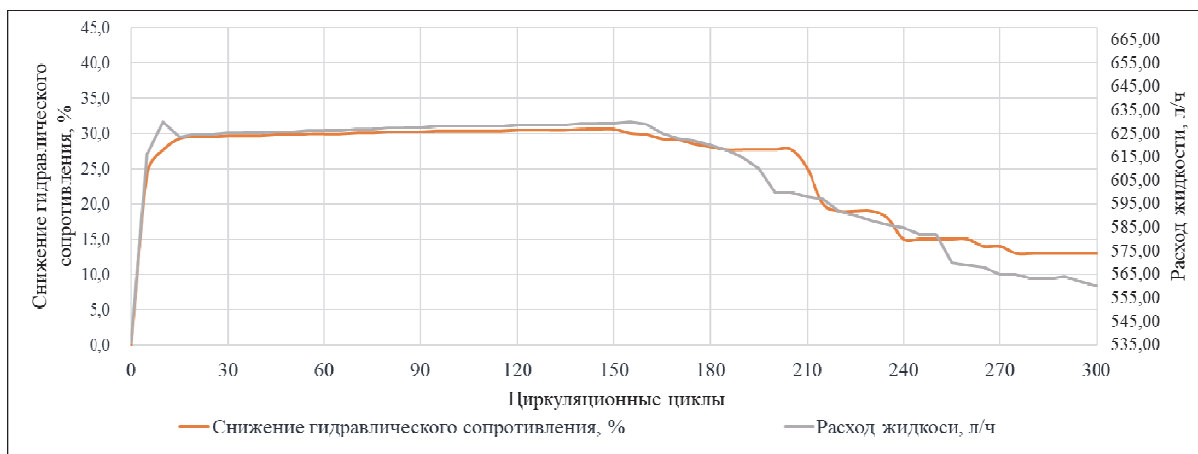


Рисунок 2. Эффективность депрессорной присадки СНПХ-НП-2310 Д2 с концентрацией 1000 г/т

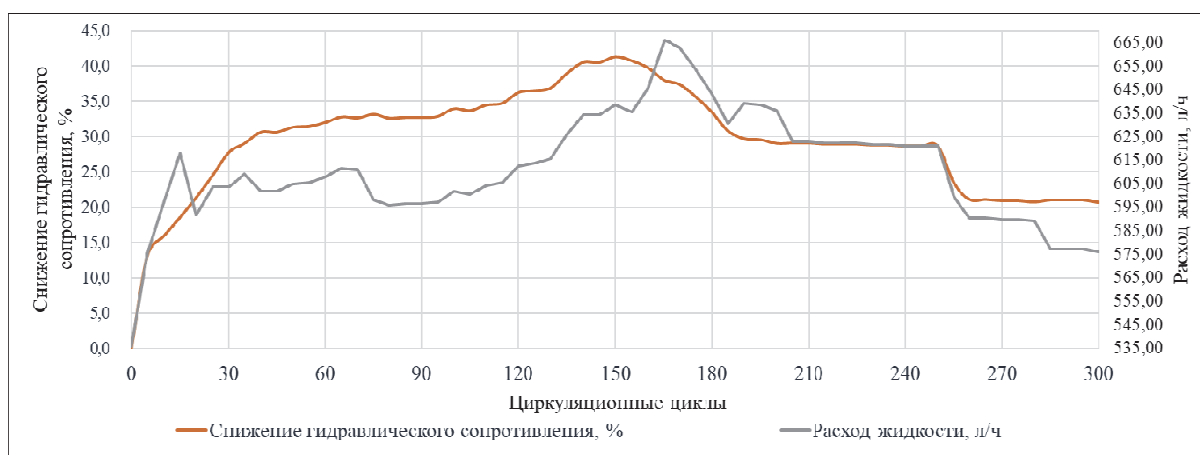


Рисунок 3. Эффективность депрессорной присадки СНПХ-НП-2310 Д2 с концентрацией 2000 г/т

Максимальная эффективность была достигнута при дозировке 2000 г/т, что позволило снизить гидравлическое сопротивление на 40% при 150 циркуляционных циклах.

Результаты экспериментов показывают, что увеличение дозировки депрессорной присадки СНПХ-НП-2310 Д2 до 2000 г/т эффективно сокращает гидравлическое сопротивление при транспортировке СВН, снижая её вязкость. Тем не менее, после достижения определённого количества циркуляционных циклов эффективность присадки начинает снижаться из-за разрушения активного вещества.

Список использованных источников

1. Харитонов Е.В., Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Миннахметов Ф.Ф., Юрченко Я.А., Гафуров Н.Р., Валеев Э.Р., Дусметова Г.И. Оценка возможности применения промышленных гиперразветвленных полимеров как реагентов повышения пропускной способности трубопроводов при перекачке нетрадиционных углеводородов. // Вестник технологического университета. – 2024. – №7 – С. 57-61.
2. 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.
3. 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 504.4.054

ПРИМЕНЕНИЕ ЛАЗЕРНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ДЕМОНТАЖА МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ И ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

*С.В. Гвоздев, В.Ю. Дубровский, Р.Е. Романов, Д.Д. Метляев, А.Г. Красюков,
Р.В. Масленников, И.А. Малышкин, А.В. Мочалов
АО «ГНЦ РФ ТРИНИТИ», Москва, Троицк, Россия*

Применение лазерных технологий в нефтегазовой и смежных отраслях позволяет снизить экономические затраты при ликвидации последствий аварий, возникающих при добыче, погрузке/разгрузке и транспортировке углеводородных ресурсов. Одной из наиболее остро стоящих проблем в газовой добывающей отрасли и особенно газовой разведке являются аварии с возникновением пожара в устье газового месторождения. В результате

мощного выброса природного газа оборудование скважины зачастую получает сильные повреждения, нарушается герметизация сочленений газового превентора. Потоки горящего природного газа с выходным давлением от 100 атм. и выше начинают с большой скоростью истекать из открытых мест повреждений в разные стороны. Длина горящих газовых струй может достигать нескольких метров. Необходимо разобрать образовавшиеся завалы арматуры, перекрывающие доступ к превентору, а затем дистанционно отделить повреждённую часть превентора для получения вертикально направленного газового факела – «фонтана». Современным и безопасным способом ведения аварийно-восстановительных работ в таких условиях является дистанционная разделительная резка конструкций лазерным излучением сквозь пламя горящих углеводородов. Эффективность этого способа успешно демонстрируется мобильным лазерным технологическим комплексом МЛТК-20, созданным в 2010 году, по заказу ООО «Газпром-газобезопасность» (рисунок 1).



Рисунок 1. Применение комплекса МЛТК-20 в зоне аварии на скважине Р-23 Самбургского газоконденсатного месторождения в августе 2013 года [1]

На счету данного комплекса ряд успешно проведённых операций по ликвидации последствий тяжёлых аварий на газовых месторождениях:

Июль 2011 г. – Западно-Таркосалинское НГКМ (ЯНАО);

Август 2013 г. – Самбургское НГКМ (ЯНАО);

Июль 2014 г. – Верхнеколик-Еганское НГКМ (ХМАО);

Январь 2015 г. – Северогубкинское НГКМ (одновременное открытое фонтанирование нефтяной и газовой скважины при температурах до -32 °С).

В рамках опытно-исследовательских учений МЧС России «Безопасная Арктика» в г. Дудинка были отработаны действия по ликвидации пожара на нефтебазе с применением лазерных технологий. С помощью мобильного лазерного комплекса с расстояния 80 м было вырезано технологическое отверстие в стенке горящего резервуара для подачи огнетушащей пены. Толщина стенки составляла 6÷8 мм, высота резервуара – 15 м, объём – 5000 м³.

Дистанционная лазерная резка может применяться при демонтаже строительных металлоконструкций толщиной до 440 мм на расстоянии до 300 м, в том числе на высоте. Так в г. Кондопога при точечном демонтаже металлических элементов конструкций велась резка наружных технологических проходов, пожарных лестниц и каркасов бункеров, располагавшихся на высоте до 40 м от поверхности земли. Максимальная толщина разрезаемых конструкций составляла 100 мм.

Серьёзным преимуществом лазерных технологий является возможность ведения многослойной резки одним проходом луча. Подобная работа проводилась в г. Курган при дистанционном демонтаже высотных кранов грузоподъёмностью 32 т. Кран находился на расстоянии 100 м от выходной оптики фокусирующей системы лазерного излучения. Несущая балка представляла собой металлическую трубу диаметром 3 м с толщиной стенки 25 мм (рисунок 2).



Рисунок 2. Фотография демонтируемого лазерным излучением крана-перезружателя [2]

Ещё одной важной областью применения лазерных технологий является охрана окружающей среды. Увеличение объёмов работ по разведке и добыче нефти в Арктике повышает вероятность её разлива с морских нефтедобывающих платформ, а также в результате операций по её отгрузке. В Арктике в силу природно-климатических условий аварийные нефтяные разливы более вероятны, а из последствия труднее ликвидировать, чем в других регионах. Движущиеся льды, низкие температуры, ограниченная видимость или полное её отсутствие, дрейф льда, сильные ветры и экстремальные шторма, увеличивают вероятность аварий, которые могут привести к разливу нефти. Нефть сохраняется значительно дольше других углеводородов, так как её испарение идёт медленнее, а её бактериальное разложение в северных широтах практически отсутствует.

Результаты многолетних исследований показывают, что сжигание нефтяных разливов на поверхности воды является надежным и экономичным методом очищения водной поверхности. Для надёжного поджигания нефтяных разливов в настоящий момент используются активаторы поджога – различные горючие вещества, создающие высокую температуру. Однако данный метод требует большого количества пиротехнических средств, значительных финансовых затрат и не гарантирует достаточной полноты сжигания нефти.

Лазерный поджиг углеводородных разливов на расстояниях в несколько сотен метров, что продиктовано требованиями пожарной безопасности, в сочетании с небольшой высотой палубы корабля-носителя накладывает жёсткие ограничения по углу между осью лазерного луча и поверхностью разлива (всего $\approx 10^\circ$). Коэффициент отражения излучения с длиной волны 1.07 мкм от поверхности нефти при таких углах составляет $\approx 0.7\text{--}0.75$. Серьёзную проблему также представляет ветер, скорость которого в северных широтах достигает 15–20 м/с. Ветер уносит пары углеводородного топлива, образовавшиеся в результате нагрева лазерным излучением из зоны луча, затрудняя, таким образом, поджиг. Тем не менее, лабораторные эксперименты с применением иттербиевого волоконного непрерывного лазера при выходной мощности излучения 16 кВт и моделированием бокового ветра показали стабильное устойчивое воспламенение нефти даже при угле между осью луча и поверхностью разлива 10° и её последующее самоподдерживающееся горение после выключения лазера. После прогорания лёгких и средних фракций нефти на поверхности воды остаются тяжёлые фракции, толщина слоя которых не превышает 1 мм.

На следующем этапе применяются жидкие поверхностно активные вещества (ПАВ), обладающие значительно меньшим, чем у нефти коэффициентом поверхностного натяжения. При взаимодействии с тяжёлыми фракциями нефти происходит стягивание последних с уменьшением их площади в несколько десятков раз. Толщина слоя напротив значительно возрастает. Это обстоятельство упрощает последующее дожигание остатков нефти с помощью постоянного воздействия на них лазерным излучением по всей площади разлива – лучевого сканирования. По завершению операции масса несгоревших остатков нефти составляет 8–10% от её исходного количества.

Список использованных источников

1. Gvozdev S.V., Glova A.F., Dubrovskii V.Yu., Durmanov S.T. Krasnyukov A.G., Lysikov A.Yu., Metlyayev D.D., Nelyubin S.S., Romanov R.E., Smirnov G.V. Laser cutting of the materials in presence of oil flame // Proc. of CAOL2019, Sept. 6-8, 2019 / Bulgaria, Sozopol.
2. На острие луча: как мобильный лазерный комплекс показал себя в Кургане /Сайт Страна Росатом – URL: <https://strana-rosatom.ru/2024/08/22/na-ostrie-lucha-kak-mobilnyj-lazernyj/> (Дата обращения: 14.10.2024), Текст: электронный.

УДК 662.769.21

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА: КЛЮЧ К НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Р.А. Гиниятуллина

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Водород является ключевым элементом в переходе к возобновляемым источникам энергии и низкоуглеродной экономике. Однако для его широкого использования необходимы эффективные методы хранения.

Хранение водорода является сложной задачей из-за его высокой летучести, способности к утечке и необходимости в особых условиях для сохранения больших объемов. В современной науке и промышленности развиваются различные методы хранения водорода: в газообразном, жидком и химически связанном виде, а также инновационные технологии, способные улучшить параметры хранения.

Наиболее распространенным методом является хранение водорода в газообразном состоянии при высоком давлении (от 350 до 700 бар) в специальных баллонах или резервуарах из легких композитных материалов.

Для хранения водорода в жидком виде необходимо охлаждение до $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$, что требует применения криогенного оборудования. Этот метод часто применяется для транспортировки больших объемов водорода на значительные расстояния. Для хранения 100 кг жидкого водорода необходимо около $1,43\text{ м}^3$ резервуара.

Для дальнейшего развития водородной энергетики разрабатываются технологии, направленные на повышение плотности хранения, улучшение безопасности и снижение затрат.

Металло-органические (MOF) и ковалентно-органические каркасы (COF) представляют собой материалы с большой внутренней площадью поверхности, способные адсорбировать водород.

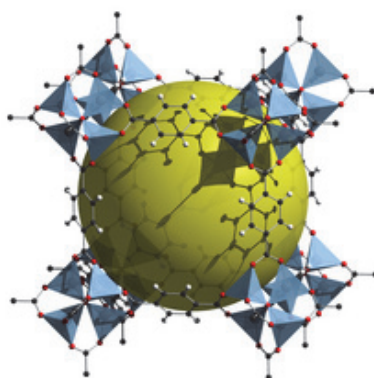


Рисунок 1. Структура элементарной ячейки MOF-5.

Технология ЛОНС использует стабильные жидкие соединения, которые могут связывать и высвобождать водород по мере необходимости. ЛОНС позволяют использовать существующую инфраструктуру для жидких видов топлива и не требуют специальных условий хранения, таких как низкие температуры или высокое давление, что делает их привлекательными для крупномасштабной транспортировки.

Аммиак рассматривается как перспективный носитель водорода, поскольку он легко транспортируется при умеренных условиях. Современные каталитические системы позволяют выделять водород из аммиака перед

использованием, что минимизирует затраты на транспортировку и повышает безопасность.

Новейшие разработки предлагают хранение водорода в виде пасты, которая безопасно транспортируется при обычных условиях и выделяет водород при смешивании с водой. Этот метод удобен для небольших транспортных средств и портативных устройств.

Таблица 1. Эффективность хранения водорода в различном состоянии

Способ хранения	Максимальная плотность водорода (г/л)	Температура хранения (°C)	Давление хранения (бар)	Энергетическая плотность (Wh/kg)	Скорость наполнения/опорожнения (%)	Цена за хранение 1 кг водорода (USD)
Жидкое состояние	70	-253	1-350	3.2	100	8
Газообразное состояние	0.042	-253	700-900	2.7	20	10-15
Паста	0.1	-20	1	3.8	70	5-10
MOF	0.05	-196	40-100	4.2	60	20-25
COF	0.08	-196	10-25	4.0	80	15-20
Технология LOHC	0.1	20-80	Атм.	4.5	90	12-18

Выбор способа хранения зависит от конкретных условий. Развитие этих технологий будет способствовать более широкому использованию водорода в качестве возобновляемого источника энергии, снижению выбросов углерода и достижению устойчивого будущего.

Список использованных источников

1. Афанасьев, П. В. «Современные технологии хранения водорода: от жидкостей до органических носителей» // Химические памятки. - 2023. - Т. 45. - С. 101-115.
2. Копецкий, А. В. «Альтернативные энергетические технологии: Водород и его применение» - М.: Энергоатомиздат, 2018. - 320 с.
3. Сергеев, А. А., Иванов, В. В. «Методы хранения водорода: от газовых баллонов до новых технологий» // Энергетика. - 2020. - № 2. - С. 45-58.
4. Харитонов, А. А., Петров, М. Н. «Металло-органические каркасы (MOF) как новые материалы для хранения водорода» // Новый химический журнал. - 2021. - Т. 34. - С. 123-135.

УДК 620.197:622.69

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТА САМОВОССТАНОВЛЕНИЯ КОНСТРУКЦИИ ГИДРОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

М.А. Гладких¹, Р.М. Каримов¹, М.Е. Дмитриев¹, П.И. Солонин²

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

²ООО «Газпром Инвест», Санкт-Петербург, Россия

Защита магистральных трубопроводов от коррозии является одним из важнейших аспектов в нефтегазовой отрасли. Противокоррозионное покрытие способно защитить нефтегазопродуктопроводы от агрессивной коррозионной среды, однако возможны механические разрушения покрытия при «дыхании» трубопровода и погрузо-разгрузочных работах. А также большое влияние играет человеческий фактор. Устойчивость покрытия, его прочность на протяжении всего срока службы трубопровода является залогом сохранения углеводородных ресурсов, финансов, а также экологии.

Анализируя литературные данные и опыт использования покрытий, можно сделать заключение, что защитные свойства покрытий определяются суммой физико-химических свойств:

- способностью замедлять диффузию реагентов к металлической поверхности;
- прочностью сцепления (адгезией) покрытия с базовой поверхностью и ее сохранением в процессе работы покрытия;
- стойкостью материала покрытия в коррозионной среде;
- механическими свойствами покрытия (прочностью, износостойкостью).

Однако такой характеристикой как самовосстановление не обладает ни один из существующих и используемых изоляционных материалов для магистральных трубопроводов.

Исследование эффекта самовосстановления проводилось на уникальной разработанной конструкции покрытия, в составе которой присутствует подвижный слой, обеспечивающий залечивание дефектов, армирующий слой для упрочнения самой конструкции и обертка, снижающая диффузию агрессивной среды к металлу.

Результаты динамики самовосстановления основываются на данных, полученных из эксперимента с 6 образцами покрытия. В трех образцах было сделано одно отверстие диаметром 12 мм и площадью открытого металла $1,13 \text{ см}^2$, в оставшихся трех по пять отверстий диаметром 9 мм и площадью $3,18 \text{ см}^2$. За 15 суток среднее уменьшение толщины покрытия, расходуемое для полного залечивания дефекта составило 0,61 мм. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты замеров толщины образцов за 15 суток

№ образца	1	2	3	4	5	6	Среднее
Толщина образца исходная, мм	4,75	5,63	4,88	5,27	5,26	5,67	5,24
Утонение образца, мм	0,35	0,74	0,4	0,6	0,67	0,93	0,61

На рисунке 1 представлены результаты самовосстановления покрытия за 15 суток, как видно из рисунка, все искусственно сделанные дефекты затянулись.

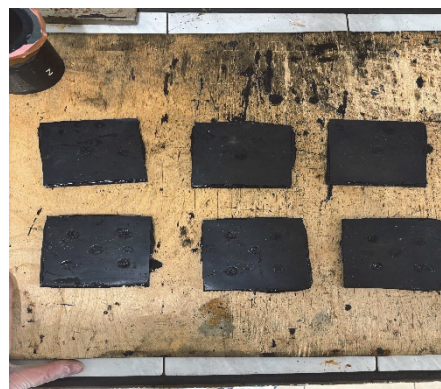


Рисунок 1. Результаты самовосстановления покрытия за 15 суток

Объединив полученные результаты по площади самовосстановления и уменьшения толщины покрытия, была выведена величина, характеризующая данный эффект – $0,2 \text{ мм}/(\text{см}^2 \cdot \text{сут})$.

Защитная способность самовосстанавливающегося изоляционного покрытия проверялась путем измерения величины переходного сопротивления по ГОСТ Р 51164 98. Результаты представлены в таблице №2.

Таблица 2. Результаты измерения переходного сопротивления

№ Образца	№1	№2	№3	№4	№5	№6	Среднее
Исходное значение, $\text{Ом} \cdot \text{м}^2$	$1,00 \cdot 10^9$	$1,00 \cdot 10^9$	$1,01 \cdot 10^9$	$1,00 \cdot 10^9$	$1,02 \cdot 10^9$	$1,00 \cdot 10^9$	$1,00 \cdot 10^9$
После самовосстановления, $\text{Ом} \cdot \text{м}^2$	$1,01 \cdot 10^7$	$1,01 \cdot 10^7$	$1,00 \cdot 10^7$	$1,02 \cdot 10^7$	$1,01 \cdot 10^7$	$0,98 \cdot 10^7$	$1,00 \cdot 10^7$

Среднее исходное переходное сопротивление конструкции без искусственного дефекта составило $1 \cdot 10^9 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$, а с «затянувшимся» дефектом $1 \cdot 10^7 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$.

Результат $10^9 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ соответствует требованиям ГОСТ Р 51164 98 для конструкции полимерно-мастичного покрытия с наружным слоем в виде полимерной пленки.

Результат $10^7 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ соответствует требованиям ГОСТ Р 51164 98 для конструкции мастичного покрытия без наружного слоя полимерной пленки, так

как полимерная пленка не восстанавливается, восстанавливается только мастичный слой, обеспечивающий дальнейшую защиту металла.

Список использованных источников

1. Коррозия и защита наружной поверхности стальных трубопроводов в естественных средах / В. В. Кравцов, И. Г. Блинов, А. В. Старочкин и др. – Уфа: УГНТУ, 2017. – 272с.
2. Асмол и новые изоляционные материалы для подземных трубопроводов / Н. М. Черкасов, И. Ф. Гладких, К. М. Гумеров и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 205 с.

УДК 622.692

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ПОДХОДЫ К МОНИТОРИНГУ ВЫБРОСОВ И ОПТИМИЗАЦИИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЗАТРАТ НА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТАХ: ПРИМЕНЕНИЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ И ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ

С.В. Глушков, В.О. Смольников, А.Р. Валеев, Д.А. Годовский

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В настоящее время в ведущих индустриальных странах мира активно осуществляется новый, четвёртый этап промышленной революции. Его основными чертами являются массовое внедрение киберфизических систем в производственные процессы и объединение систем управления в единую сеть, работающую в реальном времени, которая способна автоматически настраиваться и обучаться новым моделям поведения. Благодаря внедрению высокоскоростных обратных связей, действующих в автономном режиме, такие интеллектуальные сети могут в режиме реального времени оптимизировать условия работы технологических процессов, а также принимать решения в

чрезвычайных ситуациях без участия человека. Это способствует минимизации ошибок в управлении технологическими процессами и адаптации системы к новым потребностям пользователей [1].

В соответствии с трендами [2] была проведена работа по сбору и анализу данных газового промысла (ГП) для экономичной работы, а именно, были проанализированы данные работы дожимной компрессорной станции (ДКС) и станции охлаждения газа (СОГ) [3].

Существует не мало решений, использующих для прогноза и контроля параметров работы ГП на основе: периодического контроля, постоянного мониторинга (CEMS) и прогнозирующего мониторинга (PEMS).

Анализ данных и разработка модели для прогнозирования работы ГП был осуществлён с помощью машинного обучения и его пакетов, такие как линейная регрессия (Linear Regression), случайный лес (Random Forest), решающие деревья (Decisive Trees), Cat Boost, Gradient Boost, Neural Network, а также опробован ансамбль моделей.

Основные параметры, такие как температура, давление и расход газа, были подвергнуты корреляционному анализу с целью выявления взаимосвязей, влияющих на потребление ТЭР. На основе этих данных была построена тепловая карта корреляций, которая наглядно демонстрирует степень зависимости между различными переменными.

Для прогнозирования потребления топливного газа была разработана модель на основе метода «случайного леса», которая продемонстрировала высокую точность ($R^2 = 0.998$). Модель учитывает такие параметры, как давление и температура технологического газа на входе и выходе из центробежного нагнетателя, а также степень повышения давления. Прогноз позволяет эффективно рассчитывать необходимое количество топливного газа для компрессорных станций, что обеспечивает возможность оптимизации работы оборудования в реальном времени.

Кроме того, разработаны модели для прогнозирования количества работающих вентиляторов АВО на основе тех же параметров, с высокой

точностью (CatBoost, $R^2 = 0.959$). Эти модели позволяют предсказывать необходимость изменения количества работающих вентиляторов в зависимости от температуры и других факторов, что важно для поддержания требуемого уровня охлаждения газа, особенно в летний период.

А также была разработана модель для прогнозирования выбросов СО и NO_x ГПА [4]. В случае данной модели наибольшую точность получилась при использовании ансамбля моделей, точность модели оказалась на уровне $R^2 = 0.781$.

Разработанные модели прогнозирования могут быть интегрированы в системы управления технологическими процессами в рамках концепции «Цифровой двойник ГП-16». Это позволит автоматически корректировать режимы работы ГПА и АВО в зависимости от текущих условий, что приведет к существенному снижению потребления ТЭР и увеличению общей эффективности производства, а также в режиме реального времени получать данные о выбросах СО и NO_x. Прогностические модели помогут предприятиям в реальном времени адаптироваться к изменяющимся условиям, минимизировать потери и оптимизировать затраты на топливно-энергетические ресурсы.

Список использованных источников

1. Семёнов П.В. Концептуальная модель реализации технологии «Цифровых двойников» для предприятий нефтегазового комплекса / П.В. Семёнов, Р.П. Семишкур, И.А. Дяченко // Газовая промышленность. – 2019. - № 7 (787). – С. 24-30.
2. Стратегия цифровой трансформации ПАО «Газпром» (Группы Газпром), утвержденная решением Совета директоров ПАО «Газпром» от 3 апреля 2024 г. N 4065.
3. Смольников В.О., Годовский Д.А. Методы оценки эффективности работы турбодетандерных агрегатов на станциях охлаждения газа // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2024. № 1-2. С. 32–36.
4. Глушков С.В., Валеев. А.Р. Автоматическая система предсказания выбросов СО и NO_x газоперекачивающего агрегата // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2024. № 3-4.

**ИНГИБИТОР МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ
ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ, КОРРОЗИИ
И СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ДОБЫЧЕ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

Д.О. Гнездилов, Р.С. Павельев, М.Е. Семенов, П.Ю. Казакова,

М.А. Варфоломеев

Казанский федеральный университет, Казань, Россия

В процессе добычи углеводородного сырья в суровых климатических регионах одним из осложнений является образование газовых гидратов. Газовые гидраты — это соединения по типу гость-хозяин, в которых в качестве гостя выступают молекулы газа, а хозяевами — молекулы воды, образующие с помощью водородных связей молекулярный каркас. Данные соединения образуются при высоких давлениях и пониженных температурах, которые соответствуют термодинамической стабильности гидратов [1]. Образование гидратов опасно своим лавинообразным характером. Так, процесс, начинаясь с нуклеации и зарождения гидрата, постепенно приводит к агрегации гидратов в гидратные пробки. Пробки, закупоривая трубопроводы, стволы-скважин, места трубопровода с перепадами давлений, могут привести к полной остановке транспортировки флюида, тем самым приводя либо к аварийным ситуациям, либо к нарушению порядка в технологическом процессе.

Для борьбы и предотвращения явления гидратообразования наиболее распространенным способом на данный момент в нефтегазовой промышленности является применение химических реагентов, смещающих термодинамическое равновесие в область более высоких давлений и низких температур. Данные реагенты именуются, как термодинамические ингибиторы гидратообразования (ТИГ). Наиболее известные реагенты этого класса — это спирты (метанол) и гликоли (моноэтилен гликоль). Так же используют

растворы электролитов, преимущественно растворы хлорида кальция. Данные химические реагенты снискали популярность благодаря своей дешевизне, изученности и доступности. Но помимо очевидных преимуществ имеются существенные недостатки при их применении. Так, метанол и этиленгликоль являются ядовитыми и летучими веществами, образующими с воздухом взрывоопасные смеси. Их эффективность достигается при использовании в концентрациях от 20 до 30 % масс., что в свою очередь налагает дополнительные расходы на транспортировку до места применения, емкости для хранения и оборудование для закачки. Наряду с термодинамическими ингибиторами, всё большую распространенность набирают кинетические ингибиторы гидратообразования (КИГ) низкой дозировки. Благодаря механизму действия данный класс соединений позволяет отложить образования гидрата во времени, тем самым избежать блокирования потока в критических условиях. Преимуществом данных соединений является их низкая эффективная дозировка от 0.25 до 2% масс.

В данной работе был синтезирован ряд кинетических ингибиторов гидратообразования на основе водорастворимого полиуретана [2]. Ингибирующая активность данных соединений соотносилась с зарубежными промышленными ингибиторами (Luvicap EG, Luvicap 55W). Так, температура переохлаждения для лучшего соединения на основе водорастворимого полиуретана составила 15.1 ± 0.3 °C при концентрации 0.5% масс [3]. В процессе тестирования ингибиторов гидратообразования на основе полиуретанов было выявлено, что в зависимости от строения мономеров, входящих в состав основной цепи, полимер способен проявлять себя как ингибитор коррозии или солеотложения.

Структура полученных соединений была доказана с использованием физико-химических методов анализа (ИК-спектроскопия, ЯМР-спектроскопия, гель-электрофорез). Для определения антигидратных свойств соединений был использован метод осциллирующих ячеек (RC-5), позволяющий моделировать поведение потока флюидов в трубопроводе [4]. Тестирование на

антикоррозионную активность было проведено электрохимическим способом с помощью коррозиметра и потенциостата. Оценка эффективности на ингибирование процессов солеотложения проводилась комплексонометрическим методом [5].

В процессе синтеза удалось добиться оптимизации структуры полимера без потери целевых качеств. Так, большая часть труднодоступных реагентов была заменена на соединения, производящиеся на территории РФ. Время синтеза, благодаря подбору растворителя и рецептуре, сократилось до 4 часов. Получена малотоннажная партия ингибитора в количестве 2.4 тонн для опытно-промышленных испытаний, запланированных на третий квартал 2024 года.

Список использованных источников

1. Sloan, E. D.; Koh, C. A.; Sum, A. K.; Ballard, A. L.; Creek, J.; Eaton, M.; Lachance, J.; McMullen, N. D.; Palermo, T.; Shoup, G.; Talley, L. Natural Gas Hydrates in Flow Assurance; Elsevier Inc., 2011
2. A. Farhadian, A. Kudbanov, M.A. Varfolomeev, D. Dalmazzone; Waterborne Polyurethanes as a New and Promising Class of Kinetic Inhibitors for Methane Hydrate Formation; Sci. Rep., 9 (2019), p. 9797
3. Gnezdilov D. et al. Effective prevention of structure II gas hydrate formation using the newly synthesized kinetic inhibitors //Chemical Engineering Science. – 2024. – Т. 292. – С. 119986.
4. Pavelyev, R.S. Performance of Waterborne Polyurethanes in Inhibition of Gas Hydrate Formation and Corrosion: Influence of Hydrophobic Fragments / R.S. Pavelyev, Y.F. Zaripova, V.V. Yarkovoi, S.S. Vinogradova, S. Razhabov, K.R. Khayarov, S.A. Nazarychev, A.S. Stoporev, R.I. Mendgaziev, A.P. Semenov, L.R. Valiullin, M.A. Varfolomeev, M.A. Kelland // Molecules. – 2020. – V.25 (23). – Paper № 5664. 10.3390/molecules25235664
5. Патент(заявка) МПК-2023. 01C08G18/18C, 09K 8/52, C23F 11/173. Реагент комплексного действия - ингибитор гидратообразования, коррозии и солеотложения на основе водорастворимых полиуретанов: № 2023135799/04(078193): заявл. 28.12.23/ Варфоломеев М.А., Павельев Р.С., Гнездилов Д.О.; заявитель ФГАОУ ВО КФУ.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО СБОРНО-РАЗБОРНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

Н.Н. Голунов¹, В.И. Демиров², Б.Н. Мастобаев³

¹Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)

им. И.М. Губкина, Москва, Россия

²Министерство обороны Российской Федерации, Москва, Россия

*³Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Уфа, Россия*

В текущих условиях трансформации и развития нефтегазового комплекса, в основе которой крупно тоннажное производство, транспорт и переработка углеводородных энергоресурсов, необходимо существенное внимание уделять вопросам формирования новой системы логистики, особенно интеграции различных отраслей и потребителей.

В направлении развития систем логистики углеводородов и, как ее основного элемента – системы магистральных трубопроводов, для отдаленных, приграничных, в том числе дальневосточных и арктических регионов, обеспечиваемых энергоресурсами в короткое летнее окно «северного завоза», необходимо предусмотреть ее интеграцию со трубопроводной инфраструктурой в местах базирования объектов гражданской обороны МЧС России, отдельных воинских частей Минобороны России, других специальных ведомств [1].

В качестве первоочередного решения такой задачи представляется целесообразным совершенствование существующей системы планирования, поставок и хранения нефтепродуктов, в первую очередь потребляемых спецтехникой моторных топлив – бензина, керосина, дизеля, а также смазочных материалов на основе применения современных цифровых инструментов,

технических средств, технологий, оборудования, материалов, своевременной подготовки сержантского и офицерского состава [2-4].

В качестве перспективного направления развития рассматриваемых систем, представляет интерес возможность применения технологий, уже доказавших свою эффективность при транспортировке нефти и нефтепродуктов по трубопроводам большого диаметра, протяженности и давления, а именно использование противотурбулентных присадок (ПТП) для сборно-разборных трубопроводов (СРТ).

СРТ, или по-другому называемые, полевые магистральные трубопроводы (ПМТ) разворачиваются специализированными трубопроводными подразделениями исходя из поставленной задачи в части объема и места подачи определенных ресурсов: заправки топливом различных видов специальной техники, перекачки воды при ликвидации ситуаций техногенного или же природного характера. При этом, в нашей стране имеется вся необходимая и хорошо себя зарекомендовавшая линейка технических средств, оборудования и материалов для доставки, монтажа и эксплуатации ПМТ в самых отдаленных регионах страны.

В системе трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов на сегодняшний день разработана целая линейка установок для ввода ПТП в трубопроводы разного давления, а также производятся различные виды самих ПТП на нескольких отечественных предприятиях.

Для окончательного принятия решения о возможности применения ПТП при развертывании СРТ необходимо рассматривать множество факторов, зачастую принципиально отличающихся для разных регионов страны: протяженность трубопроводов и особенности рельефа местности (наличие больших перепадов высот, глубоких водных преград, протяженных заболоченных участков или вечномерзлых грунтов), объемы поставляемого топлива и конкретные виды гражданской и военной техники, материально-технические условия для прокладки ПМТ, температурные диапазоны присадок

и их физико-химическая рецептура, различные экономические показатели, другие специфические условия.

Список использованных источников:

1. Голунов Н.Н. Развитие научно-методических основ гидравлической теории для технологии перекачки нефти и нефтепродуктов с противотурбулентными присадками: дис. докт. тех. наук. – Уфа, 2024. – 296 с.
2. Голунов Н.Н., Демиров А.И., Лавренчук А.И. О перспективных направлениях развития технических средств и оборудования для реализации проектов строительства сборно-разборных трубопроводов // Тезисы докладов XVIII Международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2023» (16-17 ноября 2023 г.). – УГНТУ. – С.480-481.
3. Демиров В.И., Серeda В.В., Кудимов А.А. Роль и место службы горючего в системе материально-технического обеспечения военной организации государства в современных условиях // Военная мысль. – 2020. – №6. – С. 75-83.
4. Демиров В.И., Маркин В.А., Артемов В.В. Линейка перспективных технических средств службы горючего, принятых на снабжение в 2015–2020 годах, перспективы на 2021 год // Материально-техническое обеспечение вооруженных сил Российской Федерации. – 2021. – №4. – С. 55-61.

УДК 656.254.5

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ТРАНСПОРТОМ НЕФТИ: ОТ ДОБЫЧИ ДО ПЕРЕРАБОТКИ

*А.А. Григорьева, А.Т. Гашимов, А.Н. Халиков, И.Л. Капитонова
Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы,
Москва, Россия*

Нефтеперерабатывающая промышленность является одной из ключевых отраслей мировой экономики. Эффективная транспортировка нефти от

месторождения до перерабатывающих заводов – это неотъемлемая часть этого процесса, и именно здесь на первый план выходит диспетчерское управление. Диспетчеры играют важную роль в оптимизации маршрутов, минимизации затрат и обеспечения бесперебойного потока нефти, что в конечном итоге влияет на стоимость конечного продукта [1].

К основным задачам диспетчерского управления следует относить:

- Планирование и оптимизацию маршрутов;
- Мониторинг и контроль движения;
- Управление ресурсами;
- Обеспечение безопасности;
- Анализ и прогнозирование.

Диспетчеры анализируют потребности в нефти, прогнозируют спрос и строят оптимальные маршруты для каждого вида транспорта (нефтепроводы, железнодорожные цистерны, морские суда или доставка нефти и нефтепродуктов автомобильным транспортом).

Мониторинг и контроль диспетчеры часто осуществляют, используя системы спутниковой съемки и слежения. Данные системы позволяют отслеживать местоположение, наблюдать за состоянием нефтеперевозки, выявлять отклонения от графика и оперативно реагировать на непредвиденные ситуации.

Диспетчеры координируют работу всех звеньев транспортной цепочки – от загрузки нефти на месторождении до разгрузки на перерабатывающем заводе, оптимизируя использование транспортных средств и персонала.

Кроме того, ответственность за соблюдением всех правил безопасности при транспортировке нефти также лежит в первую очередь на диспетчерской службе. В число их задач входит своевременное и быстрое реагирование на аварийные ситуации и предотвращение их возникновения.

По результатам работы диспетчерской службы проводится анализ данных об объемах транспортируемого продукта, выявляются тенденции к потреблению и прогнозируются потребности в нефти на будущее[2].

К числу современных технологий в диспетчерском управлении относятся:

- Системы спутникового мониторинга, которые активно внедряются в процессы транспортировки нефти и обеспечивают точное отслеживание местоположения, помогают при выборе оптимальных маршрутов и позволяют оперативно реагировать на возникновение нештатных ситуаций.

- Системы автоматизации, которые неразрывно связаны с диспетчерской службой. Они позволяют в режиме реального времени контролировать основные параметры транспортировки, а также помогают в создании отчетности и проведении анализа, снижая риск ошибок и повышая эффективность.

- Современные аналитические системы позволяют использовать большие объёмы данных для анализа эффективности транспорта, выявления узких мест и оптимизации процессов.

Диспетчерское управление позволяет снизить затраты на транспортировку путем оптимизации маршрутов, сокращения времени доставки и минимизации простоев транспорта.

Кроме того, диспетчерское управление позволяет повысить эффективность процесса транспортировки. Точное планирование и контроль за транспортировкой нефти позволяет повысить производительность и минимизировать потери.

Обеспечение безопасности достигается за счет постоянного мониторинга и оперативного реагирования на нештатные ситуации [3].

Заключение:

Диспетчерское управление играет важную роль в обеспечении бесперебойной поставки нефти. Современные технологии позволяют оптимизировать этот процесс, повысить его эффективность и обеспечить безопасность. В будущем диспетчерское управление станет еще более

автоматизированным и интегрированным в систему управления нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отрасли.

Список использованных источников.

1. Валиуллин, Р. Р. Алгоритм управления транспортом нефти и газа на промыслах / Р. Р. Валиуллин. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2015. — № 11 (91). — С. 768-770. — URL: <https://moluch.ru/archive/91/19445/> (дата обращения: 30.10.2024).
2. Ануфриева Р. А. Анализ ситуации с перевозкой нефтепродуктов железнодорожным транспортом //Актуальные проблемы строительства, ЖКХ и техносферной безопасности. — 2023. — С. 113-115.
3. Повалюхина М. А. и др. Причины и возможности предотвращения природных катастроф в россии. — 2024.

УДК 532.57

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ В ТЕКУЧИХ СЛУЧАЙНЫХ СРЕДАХ

К.Н. Гумбина, Е.В. Капустина, М.М. Бердник

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

Измерение параметров в текучих средах, подверженных случайным изменениям, является одной из ключевых задач промышленности. Основная сложность для современных технологий измерений — низкая точность первичных преобразователей (датчиков), несмотря на высокие возможности точной цифровой обработки сигналов [1].

Цифровые системы обработки данных способны достигать точности 0.004-0.075%, в то время как погрешность первичных преобразователей может превышать 0.1%. Это ограничивает общую точность измерений, особенно в

сложных и нестационарных средах, таких как многокомпонентные потоки нефти или газа.

Случайные среды, по типу потоков нефти и газа, характеризуются неоднородностью и непредсказуемостью состава [3]. Это требует применения специализированных методов для минимизации погрешностей. Такие факторы, как турбулентность, фазовые переходы и переменный состав значительно усложняют измерение параметров, в том числе таких как давление, температура и скорость потока.

Обычно параметры транспортируемой среды фиксируются на узлах учета. Такие узлы работают на основе гидродинамических машин, которые преобразуют поток с целью получения более точных данных о параметрах среды [4,5].

Современные методы измерения параметров в текучих случайных средах включают контроль расхода, давления, температуры и других характеристик.

Одним из самых распространенных методов измерения расхода является дифференциальный метод, основанный на измерении разницы давлений между двумя точками потока. Этот метод часто применяется для измерения расхода жидкостей и газов в промышленных условиях. Ультразвуковые расходомеры используют звуковые волны для измерения скорости потока. Они особенно полезны для измерения расхода агрессивных сред или сред с высокой температурой, поскольку не требует прямого контакта с потоком. Вихревые расходомеры работают на основе измерения частоты вихрей, возникающих в потоке. Этот метод особенно точен и широко используется в промышленности. Также существуют тепловые расходомеры, которые используют изменение температуры потока для определения его скорости, и хорошо себя зарекомендовали для измерения малых расходов.

Измерение давления подразумевает использование манометров, которые могут быть механическими, электрическими или цифровыми. Механические манометры работают на основе принципов гидравлического равновесия, используя давление жидкости или газа для перемещения стрелки по шкале.

Электрические манометры используют преобразователи давления, которые преобразуют давление в электрический сигнал, который затем обрабатывается и отображается на дисплее. Цифровые манометры используют микропроцессоры для обработки сигналов и представления информации в удобном формате. В числе других методов включают в себя использование пьезоэлектрических датчиков, которые генерируют электрический заряд при деформации материала под действием давления. Также существуют методы, основанные на использовании оптических волокон, которые изменяют свои оптические свойства под воздействием давления.

Для измерения температуры могут быть использованы термометры сопротивления, которые работают на основе изменения электрического сопротивления металла при изменении его температуры. Этот метод обладает высокой точностью и широко используется в промышленности. Другой метод – это использование термопар, которые работают на основе эффекта Зеебека, когда разница температур между двумя различными металлами вызывает появление напряжения. Также существуют инфракрасные термометры, позволяющие измерять температуру поверхности объектов на расстоянии. Для измерения небольших изменений температуры используются термисторы, которые работают на основе изменения сопротивления полупроводников при изменении температуры. Этот метод часто используется в лабораториях и в медицинских приложениях.

Для получения более точных результатов и минимизации фактора погрешности используются оптимизированные методы пробоотбора и специальные алгоритмы, которые минимизируют ошибки и повышают точность [2].

Одним из ключевых направлений развития является внедрение автоматизированных систем измерения, исключающих влияние человеческого фактора [1]. Такие системы должны обеспечить более точные и надёжные измерения в реальном времени. Также перспективным направлением является

создание систем, которые могут адаптироваться к изменению параметров среды и корректировать свои алгоритмы в зависимости от условий.

В настоящий момент все еще существует много проблем, связанных с точностью первичных преобразователей и изменчивостью среды. Несмотря на это развитие гидродинамических технологий и автоматизация измерительных процессов открывают новые перспективы для повышения точности и достоверности данных в сложных промышленных условиях.

Список использованных источников

1. Канцеров М.Р. Создание и внедрение новых систем измерений количественных и качественных показателей природного газа//Тезисы докладов совещания главных метрологов дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» - 2019
2. Кашаев Р.С., Кубанго Б.Э. Проточные ЯМР-реализаторы для контроля скважинной жидкости, сырой нефти и нефтяных дисперсных систем// Монография – 2016
3. Садыков Б.Р., Стариков В.П. Определение фракционного состава товарной нефти из количественных спектров ЯМР// Нефтехимия – 2012. Т.52. № 1. С. 25
4. Стариков В.П., Владимирова Н.А. Гидродинамическая теория формирователя-расходомера// «Струя». ИФЖ - 2009, том 82, № 2, стр. 308 – 319.

УДК 622.692.282

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ВЯЗКОЙ НЕФТИ В ПРИСТЕНОЧНОЙ ОБЛАСТИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПОВЕРХНОСТНОМ НАГРЕВЕ

Л.И. Гумерова, Р.Р. Ташбулатов, А.Р. Валеев, Д.П. Десяткин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В связи с увеличением доли тяжело извлекаемой нефти на территории России и перспективой на будущее развитие и увеличение добычи, остается необходимым усовершенствование технологии перекачки [1]. Одним из

способов является попутный подогрев нефти, заключающийся в поддержании постоянной средней температуры нефти с целью компенсации тепловых потерь в окружающую среду, или же, как дополнительный подогрев, обеспечивающий улучшение текучести вязкой нефти [2].

В работе выполнено моделирование течения вязкой нефти в трубопроводе длиной 5 м внутренним диаметром 0,5 м в программном комплексе ANSYS FLUENT. Рассматривается изотермический участок трубопровода с температурой, равной среднему значению температуры потока в модели трубопровода. Для анализа было рассмотрено два случая: первый – течение вязкой нефти на участке трубопровода имеющий эффект поверхностного нагрева; второй – течение нефти без поверхностного нагрева. Представлено сравнение профиля скоростей при наличии (рисунок 1) и отсутствии (рисунок 2) поверхностного нагрева. В обоих случаях средняя температура нефти, и средняя скорость потока одинаковы. Профиль скоростей без поверхностного нагрева имеет параболическую форму, что совпадает с общеизвестными основами из классической гидравлики ньютоновских жидкостей в трубах. Профиль скоростей с нагревом имеет иной вид. Видно, что в пристеночной области изменение скорости в профиле происходит круче, чем в середине, таким образом, ядро движется быстрее, чем периферия.

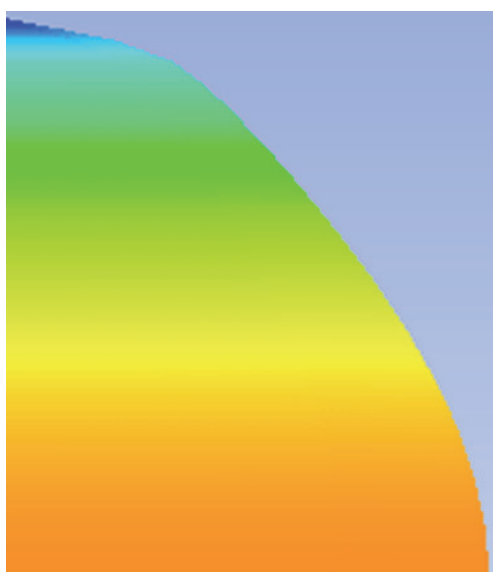


Рисунок 1. Профиль скоростей вязкой нефти в пристеночной области при наличии поверхностного нагрева

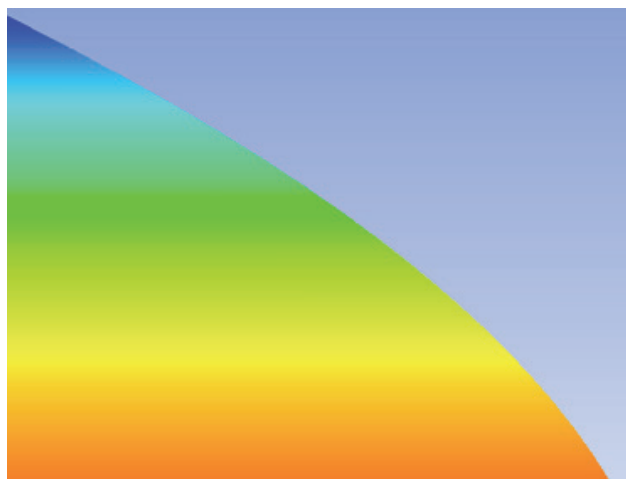


Рисунок 2. Профиль скоростей вязкой нефти в пристеночной области при наличии поверхностного нагрева

В качестве параметров нефти были приняты значения вязкости и плотности высоковязкой Абино-Украинской нефти.

Таким образом, увеличение температуры приводит к значительному снижению вязкости у пристеночного слоя нефти. Данный слой имеет высокую стабильность за счет низкого поперечного перемешивания нефти. Аналогично, за счет этого будет сохраняться структура потока высоковязкого ядра нефти. Наличие теплового, маловязкого пристеночного слоя обеспечивает высокую скорость движения ядра. Динамика потока всего объема нефти напоминает перекачку нефти внутри водного кольца, но в данном случае используется маловязкая нефть вместо воды.

Список использованных источников

1. Ященко, И. Г. Анализ пространственных, временных и геотермических изменений высоковязких нефтей России / И. Г. Ященко // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309, № 1. – С. 32–39.
2. Бахтизин, Р. Н. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов. Применение электроподогрева / Р. Н. Бахтизин, А. К. Галлямов, Б. Н. Мастобаев [и др.]. – Москва : Химия, 2004. – 196 с.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА
РАБОТЫ СМЕСИТЕЛЯ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ
С КОНДЕНСАТОМ НА ПРИМЕРЕ ПСП «ЗАПОЛЯРНОЕ»**

И.Г. Гундорова, А.И. Габбасов

ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Для трубопроводов, перекачивающих нефть, добываемую с многих российских месторождений, характерно образование асфальто-смоло парафиновых отложений (АСПО). Этот факт стоит учитывать при смешении углеводородов с различными параметрами, которое встречается при транспортировке продукта по нефтеконденсатопроводам. Основными причинами образования АСПО являются физико-химические свойства продукта, скорость и температурные условия перекачки [1].

В работе рассмотрено влияние изменения температуры на риск образования АСПО при дальнейшем процессе смешения холодного газового конденсата с теплой вязкой нефтью на ПСП «Заполярное».

Требуется определить риски и возможность обеспечения стабильного технологического режима работы. Для решения указанной задачи выполняется тепло-гидравлическое моделирование в программном комплексе ANSYS Workbench, в процессе которого определяются возможные осложнения и минимальные температуры компонентов смешивания.

Модель включает в себя подводящие трубопроводы, струйный смеситель и нефтеконденсатопровод (рисунок 1). Сам смеситель включает в себя 4 ряда перфорированных лопастей, установленных под углом 45° (рисунок 2).

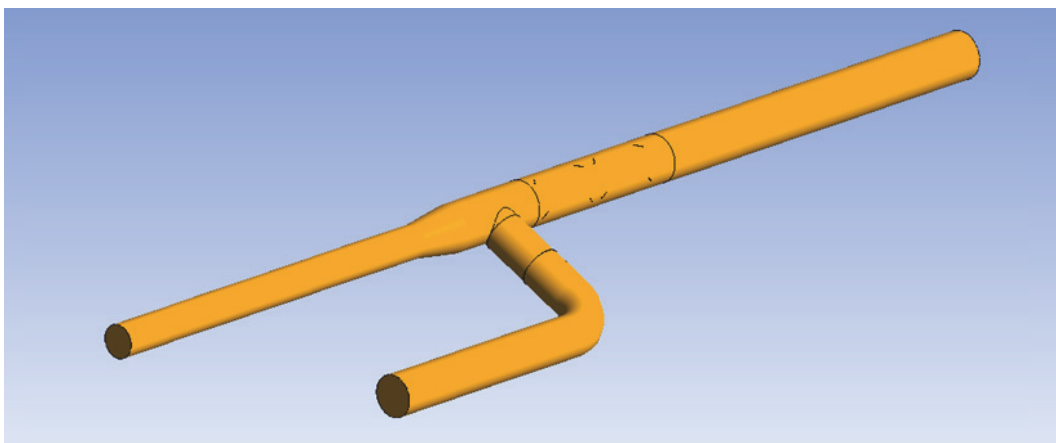


Рисунок 1. Схема струйного смесителя с обвязкой трубопроводов

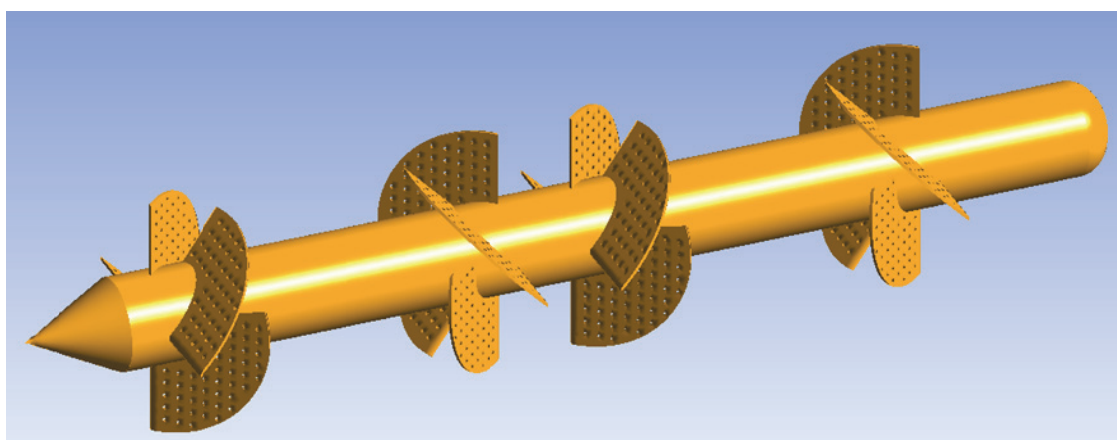


Рисунок 2. Расположение лопастей смесителя

Условием отсутствия возможных осложнений в виде выпадения АСПО и выделения газа в процессе смешения является нахождение температур смеси выше температуры начала кристаллизации парафинов (ТНКП) и ниже температуры кипения.

Для определения минимально допустимой температуры конденсата проведены расчеты при различных температурах от 0 до 25 градусов. Согласно результатам анализа моделирования, изменение температуры не имеет существенного влияния на процесс растворения нефти в конденсате.

Также стоит указать на то, что благодаря своей конструкции смеситель является эффективным оборудованием, способствующим активному протеканию процесса теплообмена: частичное выравнивание температуры

выявлено уже на конце смесителя, полное – происходит на расстоянии 3 м по трубе от смесителя.

Список использованных источников

1. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: https://normadocs.ru/gost_r_58367-2019 (дата обращения: 11.06.2024).

УДК 622.692

РАДИАЦИОННАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

У.О. Гусева

*АО «Научно-исследовательский институт технической физики
и автоматизации», Москва, Россия*

Радиационная дефектоскопия представляет собой один из ключевых методов контроля качества в трубопроводном транспорте. Её значимость связана с необходимостью обнаружения внутренних дефектов, способных привести к повреждению трубопроводов, а следовательно, к утечке транспортируемых веществ и возникновению аварийных ситуаций. Метод радиационной дефектоскопии основан на использовании гамма- и рентгеновского излучения, что позволяет визуализировать дефекты без необходимости разгерметизации трубопровода.

На сегодняшний день существует несколько методов дефектоскопии, используемых для контроля трубопроводов, включая ультразвуковую, магнитную и радиационную дефектоскопию. Ультразвуковая и магнитная дефектоскопия применяются для выявления поверхностных дефектов, однако они могут быть ограничены при исследовании толстостенных труб или труб с

высокими уровнями загрязнения. В отличие от них, радиационная дефектоскопия позволяет выявлять внутренние неоднородности, что делает её незаменимой при исследовании трубопроводного транспорта.

Предлагаемая методика радиационной дефектоскопии направлена на повышение точности выявления внутренних дефектов путём оптимизации параметров излучения и улучшения настройки детекторов. Метод основывается на использовании высокоэнергетического гамма-излучения для обеспечения высокой проникающей способности, а также на применении специальных алгоритмов обработки сигнала, что позволяет повысить разрешение изображения. Такая настройка особенно актуальна для контроля трубопроводов с нефтью и нефтепродуктами.

Для оценки эффективности предложенной методики было проведено численное моделирование процесса радиационной дефектоскопии в программном пакете COMSOL Multiphysics. Геометрические параметры модели соответствуют лабораторному стенду, на котором планируется проведение экспериментов для верификации полученных данных. В качестве исследуемого материала использовались стандартные образцы трубопроводов с известными типами дефектов.

Таким образом, применение предложенной методики радиационной дефектоскопии трубопроводного транспорта позволяет существенно повысить точность и эффективность выявления дефектов, что в конечном итоге снижает риски аварийных ситуаций. В дальнейшем планируется провести дополнительные эксперименты для уточнения оптимальных параметров излучения и детекторов, а также разработки экономически обоснованных технологий дефектоскопии трубопроводов.

Список использованных источников

1. Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Гусейнов В.Г., Мусеибли П.Т. Влияние газовыделения на гидравлические характеристики течения жидкости в трубопроводе // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. – № 2. – С. 19-22.

2. Кутуков С.Е., Бахтизин Р.Н. Гидродинамические условия существования газовых скоплений в трубопроводах // Нефтегазовое дело. – 2003. – № 1.

УДК 622.691.4

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ВЫБОРЕ ТРАССЫ ГАЗОПРОВОДОВ В ПРОЦЕССЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

М.Е. Дмитриев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Выбор трассы линейного объекта является одной из наиболее сложных и ответственных процедур проектирования. При выборе трассы следует учитывать условия строительства с тем, чтобы обеспечить применение наиболее эффективных, экономичных и высокопроизводительных методов производства строительно-монтажных работ.

На выбор расположения трассы газопровода на местности влияют следующие условия:

- расстояние до потребителей газа;
- направление и ширина проездов;
- вид дорожного покрытия;
- наличие вдоль трассы различных сооружений и препятствий;
- рельеф местности;
- планировка кварталов.

Предлагается комплексный процесс выбора трассы газопровода в условиях застройки городских и сельских поселений при использовании геоинформационных технологий.



Предложенный процесс позволяет выполнять комплекс задач по трассированию газопроводов в едином цифровом пространстве, а также информационную модель базы данных проектных и предпроектных исследований территории проектирования. Особенность предложенного алгоритма является всеобщая оценка полосы отвода проектирования газопровода на всех этапах сбора исходных данных, проектирования и инженерных изысканий, а именно:

1) Анализ генерального плана населенного пункта, который включает в себя: оценку условий проектирования с учетом территориальных зон и правил застройки и землепользования, утвержденных в установленном порядке; перспективное развитие населенного пункта; учет особо охраняемых природных территорий; учет санитарно-защитных зон водоисточников, кладбищ, водоохраных зон и прибрежных полос и т.п.

2) Анализ кадастрового деления территории и зон с особыми условиями использования территорий, включающий в себя: имущественно-правовую инвентаризацию затрагиваемых земельных участков и условий их использования; наличие охранных зон сторонних сетей инженерно-технического обеспечения и прочих зон особого использования территорий; оценку возможности прокладки газопровода и выбор варианта оформления земельного участка под строительство газопровода (разрешение на использование, аренда, публичный сервитут, соглашение о сервитуте и т.д.);

3) Использование аэрофотосъемки и фотометрии участка проектирования с привязкой к единой системе координат. Позволяет анализировать и определять условия проектирования непосредственно на объекте. А именно визуальное определение характеристик наземных и надземных коммуникаций, в том числе элементов сооружений на подземных коммуникациях (колодцы, опознавательные знаки, контрольные трубы и т.п.), а также визуальное определение элементов существующего благоустройства и определение их характеристик (покрытие, наличие бордюров, водопропускных труб, мостиков и т.п.)

4) Оценка рельефа местности, выбор створов переходов через естественные и искусственные препятствия с учетом пересеченности рельефа и возможности размещения машин и механизмов для производства строительно-монтажных работ, в том числе для бестраншейной прокладки трубопроводов.

При использовании указанного процесса на этапах предпроектного обследования, изыскательских работ и проектирования обеспечит значительную достоверность инженерно-геодезических изысканий, трассирование с учетом реальной обстановки на трассе проектирования для обеспечения нормативных расстояний от газопровода до зданий и сооружений, а также с учетом возможности и безопасности производства строительно-монтажных работ. Сделает процесс линейным и контролируемым на этапе разработки проектной документации и оформления земельно-имущественных отношений с собственниками земельных участков по которым прокладывается газопровод, с учетом обеспечения особых условий строительства.

ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ В РАМКАХ ПРОГРАММЫ ДОГАЗИФИКАЦИИ САДОВЫХ НЕКОММЕРЧЕСКИХ ТОВАРИЩЕСТВ

М.Е. Дмитриев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В настоящее время в Российской Федерации проходит масштабная программа Социальной догазификации населенных пунктов. В апреле 2024 года Правительством Российской Федерации принято Постановление №484, которое устанавливает при реализации указанной выше программы все садовые некоммерческие товарищества (СНТ) расположенные в границах газифицированных населенных пунктов подлежат подключению к существующей газораспределительной сети. Типовая схема подключения выглядит следующим образом: прокладываются газопроводы высокого, среднего давления до границ СНТ - для снижения давления газа устанавливаются пункты редуцирования газа - далее прокладывается газовая сеть низкого давления до границ землепользователей.

По оценке Минэнерго потенциал догазификации жилья в СНТ – порядка 1,5 миллиона домов. В России еще со времен СССР сложилась вековая тенденция освоения сельскохозяйственных земель для образования садовых товариществ. Первые нормативные акты появились в 30-х годах, а начиная с 50-х гг. XX века совершенствовались год за годом с учетом меняющегося устоя населения. Началось интенсивное развитие садоводства и огородничества. В то время не было ни электричества, ни газа, а участки не использовались для постоянного проживания. Только после 2000-х годов в садовых товариществах начали появляться жилые дома с официальным статусом для проживания граждан. Градостроительная и планировочно-функциональная особенность

развития СНТ привела к ряду проблем при реализации программы догазификации.

Основные проблемы сгруппированы вокруг следующих направлений: 1) Анализ застройки СНТ; 2) Оценка возможности газификации домовладений; 3) Факторы влияющие на газификацию СНТ.

При анализе застройки СНТ необходимо учитывать требования основополагающего нормативного документа застройки населенных пунктов (городов) СП 42.13330.2016. «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89*» и уделять внимание на следующие показатели:

- ширина красных линий застройки (обеспечение нормативного расстояние от газопровода и сооружений на нем до фундаментов зданий);
- ширина проездов - расстояние от ограждающих конструкций;
- наличие усовершенствованного покрытия и его технические параметры (ширина дорожного покрытия, тип и толщина дорожных одежд);
- наличие древесно-кустарниковой растительности и элементов благоустройства (озеленение, въездные группы);
- наличие электрификации, то есть опор линий электропередачи (ЛЭП), кабельных линий, в том числе высоковольтных и низковольтных, а также трансформаторных подстанций;
- наличие поливочных (неглубокого заложения) водопроводов, а также сетей централизованного водоснабжения;
- плотная застройка зданиями и сооружениями в условиях ограниченного пространства;
- наличие кадастровых ошибок (смещение кадастровых границ земельных участков, не точные формирования земельных участков не отвечающим натурному обследованию, наложение участков друг на друга и на территорию общего пользования, в том числе проездов улиц).

Оценка возможности газификации подразумевает выполнения определенных нормативными документами критериев к помещениям

домовладений, планируемых для газификации. А именно требованиям к помещениям кухонь с установленным газоиспользующим оборудованием, теплогенераторным, в том числе к площади остекления, высоте потолка, наличие дверных проемов, минимального объема помещения, обеспечение приточно-вытяжной вентиляции и т.д.

По результатам анализа территорий СНТ и оценочных мероприятий домовладений выделены следующие факторы, влияющие на газификацию:

- Сложность производства работ в виду стесненности выполнения строительно-монтажных работ, в том числе работы в охранных зонах сторонник коммуникаций ЛЭП, водопровод, что приводит к удорожанию строительства;

- Хаотичная застройка, в частности не выдержаны красные линии при строительстве и как результат невозможность выдержать нормативные расстояния от проектируемого газопровода до фундаментов зданий, опор ВЛ 10кВ, 0,4кВ, трансформаторных подстанций, проезжей части с усовершенствованным покрытием;

- Обеспечение транспортной безопасности, которое рассматривается в части разработки технологических карт производства работ. Основная цель проработка транспортной схемы движения в комплексе и обеспечение объезда и обхода траншей, строительства поточно-параллельным методом, необходимость вывоза грунта на временные площадки.

Для обеспечения гармонизированного поэтапного процесса газификации СНТ разработан алгоритм проверки возможности газификации и основные инженерно-технические мероприятия предпроектного обследования для разработки технического задания и выполнения проектно-изыскательских работ.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫЯВЛЯЕМОСТИ ДЕФЕКТОВ СТЕНКИ
МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА МАГНИТНЫМ
СКАНЕР-ДЕФЕКТОСКОПОМ NDM18 «TESTMASTER»
БЕЗ СНЯТИЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ**

Е.П. Журавлев, Р.В. Загидулин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

При эксплуатации магистральных газопроводов одной из основных задач является своевременная диагностика и оценка остаточного ресурса трубопровода. Обнаружение нарушений целостности (сплошности) металла трубопровода, например промышленные дефекты, коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), коррозия и другие, с наибольшей эффективностью достигается магнитным методом.

В исследовании применен наружный автоматизированный сканер-дефектоскоп NDM18 «TESTMASTER» (далее – Сканер), в основе которого лежит регистрация рассеяния магнитного потока в стенке трубы, происходящего в зоне поверхностных дефектов. Намагничивание стенки трубопровода происходит с помощью постоянных магнитов. Индикаторами магнитного поля дефекта являются полупроводниковые датчики Холла, измеряющие величину тангенциальной составляющей магнитного поля. Датчики помещены в специальный блок и охватывают весь наружный периметр трубы при сканировании.

Объектами исследования являются 10 труб Ду 1400 х 15,7 мм на участке МГ «Уренгой – Центр I», км 0-82.

По результатам внутритрубной диагностики (далее - ВТД) 2023 года на 4 трубах (№№ 1227, 1228, 1229, 1240) были выявлены коррозионные и механические дефекты, а также зоны продольных трещин. На 6 трубах (№№ 1230, 1231, 1233, 1234, 1235, 1238) аномалий выявлено не было.

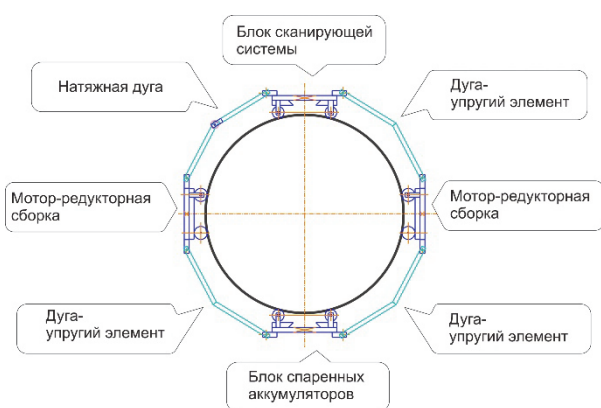


Рисунок 1. Принципиальная схема и наглядное расположение Сканера

В результате обработки полученных сканограмм со Сканера на трубах были выявлены места аномалий, в которых было снято изоляционное покрытие и проведено инструментальное обследование (визуальный и измерительный, вихретоковый и магнитопорошковый контроль) с целью подтверждения наличия дефектов. Всего в сканограммах 10 прокатанных труб Сканером было выявлено 62 зоны аномалий, из которых вскрыто 19 с наиболее характерными для обширных дефектов откликами магнитного поля. В 18 из 19 вскрытых зон (95%) по результатам инструментального обследования подтверждено наличие коррозионных, механических и трещиноподобных дефектов. Стоит отметить, что были как подтверждены дефекты, выявленные по результатам внутритрубной диагностики, так и обнаружены аномальные зоны на бездефектных по результатам ВТД трубах.

Техническое состояние трубы и ее дальнейшая ремонтпригодность были оценены в соответствии с требованиями [3].

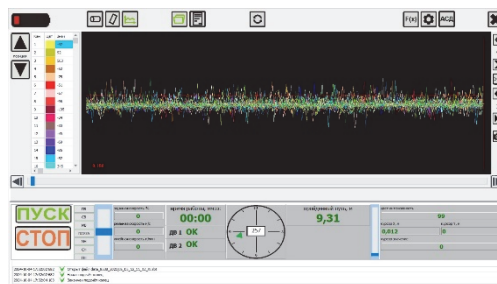


Рисунок 2. Зона задиров и очаги коррозии на трубе № 1240

По результатам проведенного обследования труб в изоляционном покрытии можно сказать, что Сканер показал высокий уровень выявляемости коррозионных, механических и трещиноподобных дефектов с глубиной 1,0 мм и более. За счет характерных откликов магнитного поля можно выбрать самые вероятные с точки зрения наличия недопустимых дефектов зоны для вскрытия и подтверждения дефектов, что позволит более оперативно осуществлять процесс диагностирования и избежать необходимости полного удаления изоляционного покрытия с поверхности труб.

Список использованных источников

1. Уланов В.А., Шестаков Р.А. Коваленко А.Н. «Исследование выявляемости дефектов стенки магистрального газопровода магнитным дефектоскопом» опубликована в журнале «Neftegaz.RU». (№4, Апрель 2021).
2. Васенин А. Б., Степанов С. Е. «Экспериментальные исследования изменения магнитного поля трубопровода в зонах поверхностных дефектов» опубликована в журнале «Химическая техника» №9/2018.

3. СТО Газпром 2-2.3-1178-2019 «Регламент подготовки и проведения ремонта бывших в эксплуатации труб с нанесением защитного покрытия».

4. Ключев В.В., Мужичкий В.Ф., Горкунов Э.С., Щербинин В.Е. Т.6, Кн.1. Магнитные методы контроля. Машиностроение, 2004.

УДК 622.692

ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОСТЬ ПРОБ

Ю.Р. Загидуллина, Р.Р. Таибулатов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Отбор пробы сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях производят в основном для контроля физико-химических свойств нефти. С этой целью отбирают пробы нефти через определенные промежутки времени и по результатам лабораторных анализов судят о среднем составе и параметрах добытой нефти.

Достоверность выявленных с помощью лабораторного анализа параметров нефти зависит не только от точности лабораторного оборудования и тщательности соблюдения методик измерений физико-химических свойств нефти, но и от правильности отбора проб. Если проба оказалась случайной и не характеризует средний состав прошедшей нефти, то и её анализ не может отразить действительного физико-химического состава, что, в конечном счете, окажет влияние на точность измерений массы нетто сырой нефти. Для автоматизации измерений физико-химических свойств нефти в состав систем измерений количества и параметров нефти включают средства отбора проб.

В мировой практике погрешность отбора проб нефти в основном учитывается при лабораторных измерениях объемной доли воды в нефти методами, изложенными в [1], а именно: перегонки и центрифугирования,

потенциометрическое и кулонометрическое титрование по К. Фишеру. Поэтому подходы, повышающие представительность отбираемой пробы, изложенные в [2 - 4] имеют принципиальное значение.

Целью работы является анализ методики отбора проб сырой нефти в промышленном трубопроводе для повышения представительности пробы.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи: провести анализ составляющих погрешности отбора проб сырой нефти и на его основе оценить погрешности отбора проб сырой нефти из промышленного трубопровода, а также, при помощи метода конечных элементов и программного комплекса ANSYS, наглядно оценить дискретность потока нефти в сечении трубопровода.

Список использованных источников

1. Фомин Г.С.; Фомина О.Н. Нефть и нефтепродукты. Энциклопедия международных стандартов./ М; Изд-во: «Протектор», 2006. 1040 с.
2. ISO 3171:1988 Нефтяные жидкости. Автоматический отбор проб из трубопровода. Petroleum liquids - Automatic pipeline sampling.
3. ASTM D 2496-83 Пек. Руководство по отбору проб. Standard practice for sampling pitch.
4. IP 476/02 Нефтяные жидкости. Автоматический отбор проб из трубопроводов. Petroleum liquids - Automatic pipeline sampling.
5. API MPMS 8 Отбор проб нефтей и нефтепродуктов.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

Р.А. Зайниев, Р.А. Молчанова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Показатели действительного технического состояния объекта в некоторый дискретный момент времени несут информацию о функционировании объекта в прошлом и не позволяют сказать о поведении объекта в предстоящий период эксплуатации. В то же время эффективность диагностики существенно возрастает, когда при этом решается задача прогнозирования изменения состояния объекта в будущем. Возможность предсказать неуправляемые аспекты эксплуатации объекта перед принятием решения о выводе его в ремонт позволяет сделать наилучший выбор сроков и объемов ремонта. Целью исследования является создание моделей прогнозирования технического состояния магистральных насосных агрегатов (МНА), учитывающих влияние внешних факторов, на основе массива исторических данных о техническом состоянии.

При разработке моделей предлагается использовать машинное обучение моделей регрессии временных рядов в модуле Regression Learner системы MatLab. Для обучения моделей регрессии зададим одну входную (наработка) и одну выходную (индекс технического состояния) переменные из выборки, представленной на рисунке 1. Методика определения индекса технического состояния МНА подробно описана в работах [1, 2].

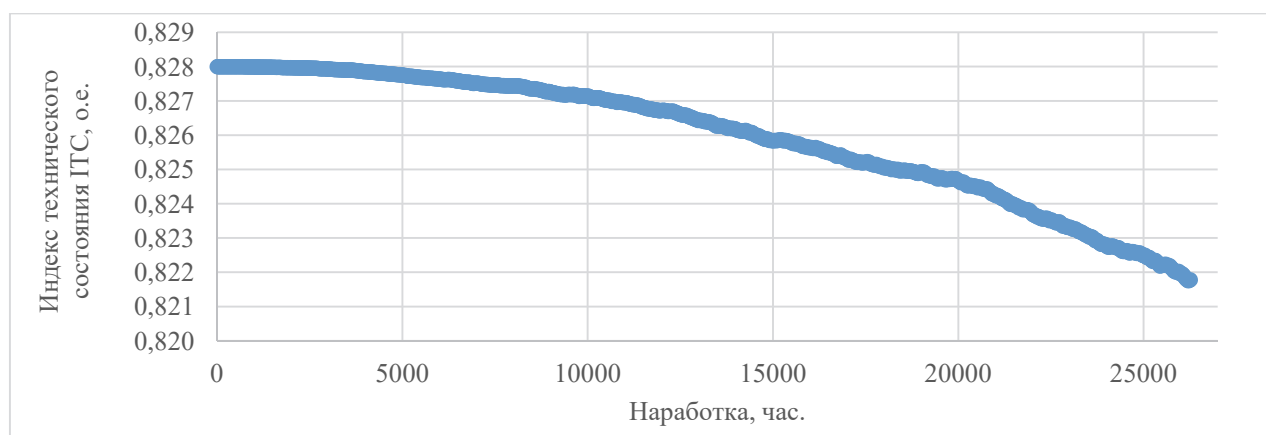


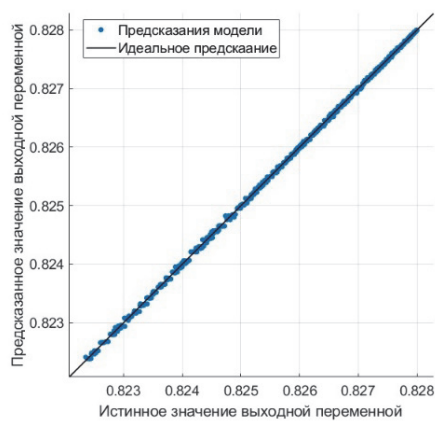
Рисунок 1. Динамика изменения технического состояния МНА

В таблице 1 приведены показатели результатов обучения моделей в Regression Learner для заданной нами выборке.

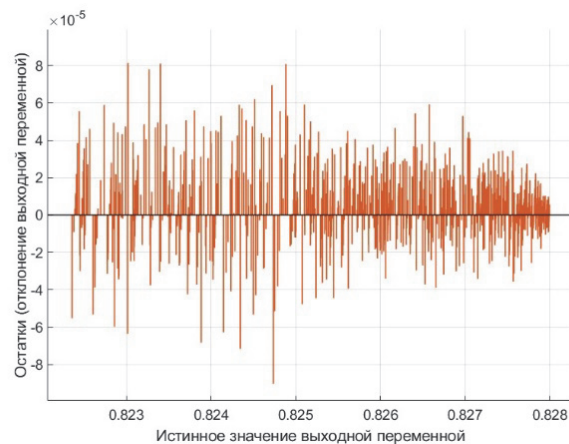
Таблица 1. Показатели результатов обучения моделей

Модели	Показатели			
	Модель линейной регрессии	Метод опорных векторов	Гауссовский процесс	Деревья регрессии
Среднеквадратичное отклонение (RMSE)	$4,2 \cdot 10^{-4}$	$6,87 \cdot 10^{-4}$	$3,79 \cdot 10^{-5}$	$2,02 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент детерминации R^2	0,93963	0,8415	0,99952	0,99986
Среднеквадратичная ошибка оценщика (MSE)	$1,80 \cdot 10^{-7}$	$4,72 \cdot 10^{-7}$	$1,44 \cdot 10^{-9}$	$4,07 \cdot 10^{-10}$
Средняя абсолютная ошибка (MAE)	$3,78 \cdot 10^{-4}$	$5,05 \cdot 10^{-4}$	$2,33 \cdot 10^{-5}$	$1,44 \cdot 10^{-5}$

Анализ таблицы 1 показывает, что наибольшей точностью обладает модель деревьев регрессии. На рисунке 2 приведена визуализация результатов обучения данной модели.



а) график валидации модели



б) график остатков

Рисунок 2. Визуализация результатов обучения модели деревьев регрессии

В таблице 2 представлены результаты проверки модели с помощью функции *yfit* командной строки Matlab на проверочной выборке, не входившей в обучающую.

Таблица 1. Относительная ошибка модели деревьев регрессии

Наработка от даты начала отсчета	Истинное значение ИТС	Прогнозное значение ИТС	Относительная ошибка, %
26160	0,8220	0,8220	0,00
26184	0,8220	0,8219	0,01
26208	0,8219	0,8221	0,02
26232	0,8220	0,8219	0,01
Среднее значение			0,012

Исследование показало применимость моделей регрессии временного ряда для прогнозирования изменения технического состояния МНА. Полученные результаты могут быть использованы в качестве основы для создания систем предиктивного технического обслуживания МНА.

Список использованных источников

1. Зайниев Р.А., Молчанова Р.А. Нейросетевой подход к оценке технического состояния магистральных насосных агрегатов // Трубопроводный транспорт - 2023: Тезисы

докладов XVIII Международной научно-практической конференции, Уфа, 16–17 ноября 2023 года. – Уфа: УГНТУ, 2023. – С. 415-416. – EDN DZMCIP.

2. Нейросетевая математическая модель оценки технического состояния магистральных насосных агрегатов / Зайниев Р.А., Васильева, В.А. Мустаев В.Ф., Курамшина А.Е. // Современные исследования: теория и практика: Сборник статей VII Международной научно-практической конференции, Петрозаводск, 28 мая 2024 года. – Петрозаводск: Международный центр научного партнерства «Новая Наука», 2024. – С. 36-44. – EDN QBKIES.

УДК 622.692.48

УТЕЧКИ В ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ И УСТАНОВКА РАСХОДОМЕРОВ

Г.С. Закирова¹, Б.С. Александрук¹, В.Д. Мурин¹, В.С. Никитина², А.В. Сулова¹

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

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

Утечки в трубопроводных системах являются серьёзной проблемой для многих отраслей промышленности. Они ведут к значительным экономическим потерям и представляют опасность для окружающей среды. В связи с этим становится крайне важным внедрение систем мониторинга и контроля утечек, которые позволят своевременно выявлять неисправности в трубопроводах.

Одним из наиболее эффективных методов выявления утечек является установка расходомеров. Эти устройства измеряют объём или массу жидкости, протекающей через трубопровод, что позволяет обнаружить отклонения в потоке, указывающие на возможную утечку. Существует несколько типов расходомеров, наиболее распространённые из которых — механические,

электромагнитные и ультразвуковые. Каждая технология имеет свои особенности и подходит для различных условий эксплуатации.

Важным аспектом при установке расходомеров является выбор их оптимального размещения. Необходимо учитывать множество факторов: скорость и тип потока, диаметр трубопровода, а также технические характеристики расходомера. Для повышения точности измерений и эффективного обнаружения утечек требуется тщательно подбирать расстояние между датчиками.

В ходе исследования была разработана система, которая визуализирует состояние флюида внутри трубопровода и помогает определить оптимальные точки для установки расходомеров. Эта система не только облегчает процесс монтажа и настройки оборудования, но и позволяет в реальном времени отслеживать изменения потока, оперативно реагируя на потенциальные утечки. Алгоритмы обработки данных позволяют получать более точные результаты, что существенно повышает надёжность мониторинга.

Система визуализации интегрируется с программным обеспечением, которое анализирует данные с расходомеров и предоставляет информацию в удобном для операторов формате. Это решение уже доказало свою эффективность на практике, позволяя сократить количество утечек и снизить эксплуатационные расходы.

Разработанная система является важным шагом в повышении безопасности и надёжности трубопроводных систем. В дальнейшем планируется совершенствование алгоритмов и технологий для более точного контроля состояния трубопроводов и предупреждения аварийных ситуаций.

Список использованных источников

1. Spitzer D.W. Flow Measurement: Practical Guides for Measurement and Control. - 2nd edition - ISA: The Instrumentation, Systems, and Automation Society, 2001. - 828 с.
2. Miller R.W. Flow Measurement Engineering Handbook. - 3rd edition - McGraw Hill, 1996. - 1168 с.

МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОДШИПНИКОВ ЦЕНТРОБЕЖНОГО КОМПРЕССОРА ГПА ПО СОСТОЯНИЮ СМАЗОЧНОЙ СРЕДЫ

М.С. Игнатов¹, О.Ю. Елагина¹, К.В. Наконечная¹,

Е.А. Прокопенков², О.М. Саубанов², А.С. Скутков²

¹Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)

им. И.М. Губкина, Москва, Россия

²Газпром-Трансгаз, Томск, Россия

Переход на обслуживание по техническому состоянию является современным трендом развития системы технического обслуживания и ремонта. Для его внедрения в промышленность необходима развитая система диагностических методов контроля текущего состояния оборудования и раннего обнаружения начальных стадий разрушения. В области диагностики состояния узлов трения активно развиваются методы контроля смазочной среды, включающие широкую группу показателей физико-химических и трибологических характеристик смазки.

Для проведения исследований из маслобака ЦБК 405-1,50/101-5300/16 в течение 10 месяцев были выполнены отборы проб смазочной среды со сроком наработки от 8882 часов до 15089 часов, а также проба свежего масла Тп-22С. Пробы масла были подвергнуты стандартным методам химмотолических и трибологических исследований.

Анализ физико-химический параметров проб смазочной среды за указанный период наработки не выявил изменений в значениях кинематической вязкости смазки. Результаты определения кислотного числа показали незначительное колебание данного показателя в диапазоне 0,06–0,07 мг КОН/г. Более существенное изменение выявлено при анализе содержания воды в смазочной среде, повышенные значения которой

приходятся на периоды наработки 10,5–11,5 тыс. часов и 12,8 –14,0 тыс. часов, а так же существенный рост до пикового значения (по состоянию на 31.10.2023) при достижении наработки 14 тыс. часов (рисунок 1).

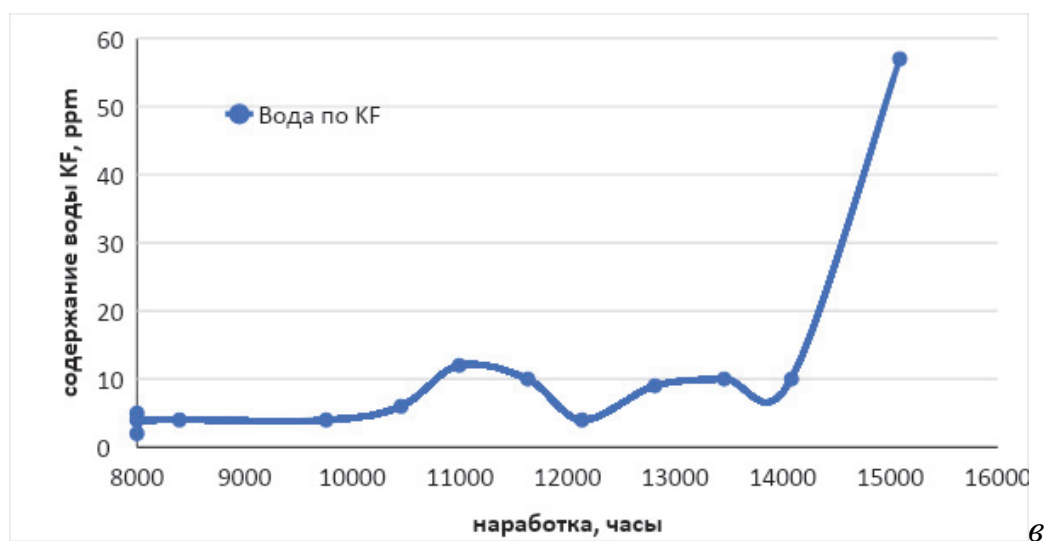


Рисунок 1. Графики изменения физико-химических показателей проб смазочной среды за указанный период

Определение наличия загрязнений в пробах смазочной среды проводилось по изменению диэлектрической проницаемости и химического индекса. Анализ исследованных проб показал существенное снижение данных показателей в интервале наработки 11,6–13,5 тыс. часов с последующим резким ростом значений в интервале 13,5–14,0 тыс. часов (рисунок 2).

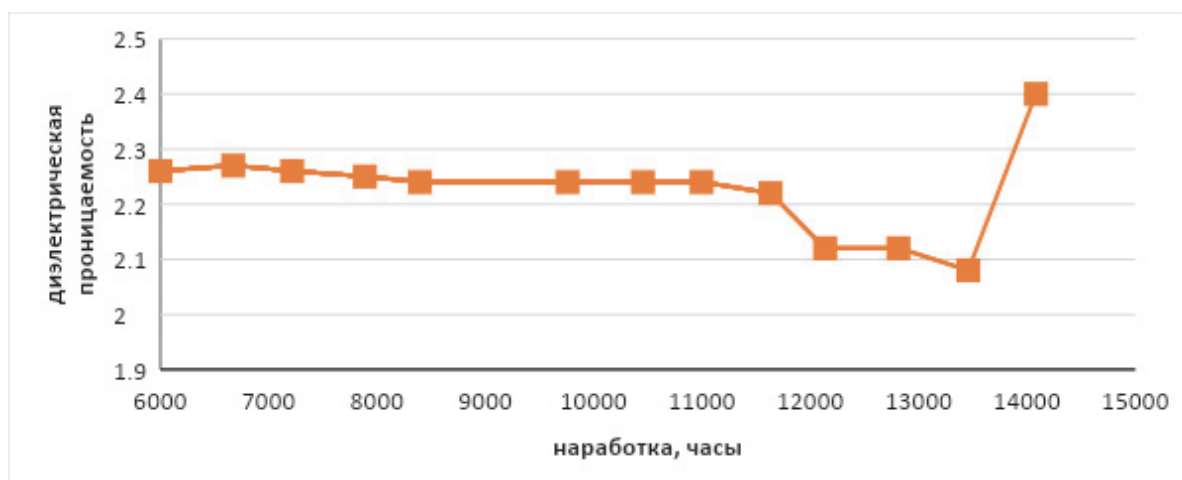


Рисунок 2. График изменения диэлектрической проницаемости проб смазочной среды

Для оперативного контроля и выявления отклонений в состоянии смазочной среды могут использоваться методы трибодиагностики, направленные на выявление инородных примесей. К ним относятся такие методы как контроль диэлектрической проницаемости, содержание воды.

Список использованных источников

1. Гарзанов, Е.Г. Техническая диагностика поршневых газоперекачивающих агрегатов по анализу отработанного масла / Е.Г. Гарзанов, В. А. Ильин и др. // Трение и износ. – 1982. Т. 3. №2. С. 284 – 289.
2. Компьютерный морфологический анализ частиц износа для трибодиагностики деталей редукторов летательных аппаратов / Шабалинская Л.А., Маслов А.А., Мельников А.О., Милинис Л.В., Лопонос С.В., Голованов В.В. - Вестник машиностроения. 2018. № 5. С. 33-36.
3. Разработка методики диагностирования узлов ГПА по данным вибродиагностики / А.А. Паранук, А.В. Бунякин, С.В.Румянцев, О.Г. Субочев, MODERN HIGH TECHNOLOGIES № 6, 2021

УДК 622.692

СПОСОБ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ КРИСТАЛЛОГИДРАТОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ШТОКМАНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

С.М. Исмаилова, С.Д. Барахнина, М.И. Исмаилов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Целью исследовательской работы явился расчет абсорбционной осушки природного газа на Штокмановском газоконденсатном комплексе (ШГК) [1-3]. Он сводился к определению количества абсорбента и его потерь [4-6].

Рассчитывали показатели абсорбционной осушки при следующих условиях (рисунок 1): количество осушаемого газа $V_r = 23,7$ млрд $\text{м}^3/\text{год}$, температура газа на входе в абсорбер $t_n = 20^\circ\text{C}$, давление в абсорбере $P = 5$ МПа, температура осушенного газа 0°C (точка росы), концентрация свежего раствора тетраэтилгликоля (ТЭГ) $C_1 = 98\%$; концентрация насыщенного водой раствора $C_2 = 92\%$. При $P=5$ МПа, $t_n = 20^\circ\text{C}$ влагосодержание газа $W_1 = 0,41\text{кг} / 1000 \text{ м}^3$. При $P = 5$ МПа, $t = 0^\circ\text{C}$, влагосодержание газа $W_2 = 0,35\text{кг} / 1000 \text{ м}^3$. Количество отбираемой воды с одной линии осушки составило 1,29 т/сут. Суточные потери абсорбента составили 0,129 т/сут. Относительные потери абсорбента составили 0,65 %.

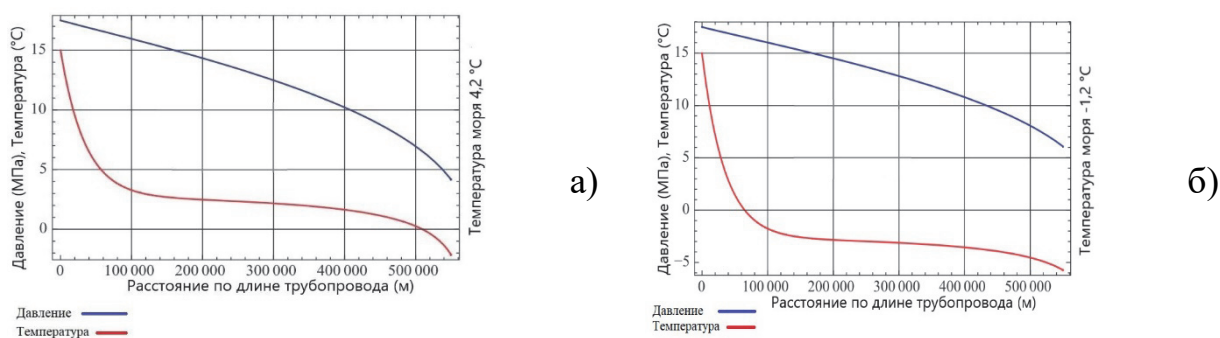


Рисунок 1. Распределение давления и температуры в трубопроводе:

а) летнее время; б) зимнее время

Далее произвели расчет давления в магистральном газопроводе (МГ) в летних условиях эксплуатации (150 км, 250 км, 350 км, 450 км, 550 км). Возможное образование кристаллогидратов рассмотрено при следующих условиях: начальное давление – 17,5 МПа и температура – 15°C , конечное давление – 4 МПа и температура – 2°C , производительность газа в сутки $V_r=64932$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Количество влаги, конденсирующейся на каждые 1000 м^3 газа – 0,22 кг. Температуру образования гидратов принята равной температуре точки росы 0°C так как при достижении этой температуры в потоке газа конденсируется влага, из-за чего становится возможным образование гидратов. С учетом полученных результатов, образование кристаллогидратов возможно на расстоянии 45 км от берега. Далее произвели расчет необходимого

количества метанола при движении газа по трубопроводу. Концентрацию свежего метанола принимали $C_1 = 92\%$ для всех условий эксплуатации. Концентрация отработанного метанола равна, $C_2 = 30\%$. Количество влаги, конденсирующейся на каждые 1000 м^3 газа составило $0,31 \text{ кг}$. Понижение температуры начала образования гидратов – 20°C . Температура образования гидратов принята равной температуре точки росы 0°C , так как при достижении этой температуры в потоке газа конденсируется влага, из-за чего становится возможным образование гидратов. С учетом полученных результатов, образование кристаллогидратов, возможно, на расстоянии примерно 80 км от технологического судна. Далее произведен расчет необходимого количества метанола при движении газа по трубопроводу. Концентрация отработанного метанола $C_2 = 33\%$. Удельное количество метанола – $0,170 \text{ кг/тыс. м}^3$. Необходимое количество метанола в – 2255 т/год . Проведен расчет технологического процесса осушки газа для снижения образования газогидратов на ШК. В работе предложен в качестве ингибитора гидратообразования – метанол, который является эффективным для использования в условиях ШГКМ. Кроме того, есть возможность получения его непосредственно на технологических платформах из природного газа. Инновацией по снижению риска загрязнения окружающей среды в результате аварий при транспортировке ингибиторов гидратообразования на большие расстояния является создание малотоннажного производства метанола в блочно-модульном исполнении на технологических платформах.

Список использованных источников

1. Абдрахманов Н.Х., Киреев И.Р., Еникеева Т.М., Барахнина В.Б. Основы токсикологии для специалистов нефтегазового производства. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 224 с.
2. Гарипов Р.Ф., Шарафутдинова Г.М., Барахнина В.Б. Анализ рисков на основе результатов оценки культуры безопасности. Безопасность труда в промышленности. 2019. № 9. – С. 82-88.

3. Коннов Я.А., Ягдарова М.С., Барахнина В.Б. Эффективный способ предотвращения газогидратов при транспортировке углеводородов со Штокманского газоконденсатного месторождения. Тезисы докладов XVI Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2021». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 250-452.

4. Сайтова К.А., Барахнина В.Б., Коннов Я.А. Дифференцирование проблем обеспечения экологической безопасности на магистральном трубопроводе. Тезисы докладов Международной учебно-научно-практической «Актуальные проблемы науки и техники». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 66-68.

5. Шарафиев Р.Г., Багаутдинов Н.Я., Барахнина В.Б., Киреев И.Р., Ерофеев В.В., Латыпова Г.И. Экологический словарь-справочник. – Челябинск-Уфа: 2010. – 420 с.

6. Янтирякова А.Р., Сайфуллина А.Ш., Барахнина В.Б. Анализ возможных сценариев возникновения и развития аварий на морских участках нефтепроводов. Материалы XI Междунар. научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2016», – Уфа: Издательство УГНТУ, 2016. – С. 329-331.

УДК 622.691.4

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ НА РАЗВЕТВЛЕННЫХ УЧАСТКАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

Д.О. Кадыкова, В. Савченко, А. Шнип, М.М. Бердник

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

Трубопроводный транспорт в настоящее время - самый экономичный вид транспорта нефти, газа и нефтепродуктов. Его бесперебойное и безопасное функционирование имеет первостепенное значение для всех жизненно важных отраслей экономики России. Диагностика позволяет своевременно выявлять дефекты трубопровода, устранение которых обеспечивает безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Все методы диагностики можно разделить на разрушающие и неразрушающие, однако, с учетом необходимости бесперебойных поставок углеводородов, наибольший интерес представляют методы неразрушающего контроля. К неразрушающим методам, как правило относят так называемые физические методы, которые основаны на изменении тех или иных параметров физических полей. При этом физические методы также можно разделить на подгруппы в зависимости от способа их реализации - контактные, дистанционные, автоматизированные и внутритрубные [1].

С учетом значительной протяженности трубопроводов, как объектов контроля, а также невозможности в большинстве случаев получить доступ непосредственно к контролируемому участку из-за подземной прокладки наиболее актуальными являются методы, реализуемые посредством внутритрубной дефектоскопии. По сравнению с дистанционными и автоматизированными методами, внутритрубный контроль позволяет комбинировать несколько методов за счет установки различных датчиков на внутритрубный снаряд, получать более точные данные о местоположении дефекта [2], а также фиксировать изменения пространственного положения. Однако, данный вид контроля ограничен диагностированием только линейных участков трубопровода. Труднодоступные участки, такие как крутоизогнутые отводы, тройники и пр., остаются в зоне риска по причине возможного застревания снаряда внутри трубы. Решение вопроса диагностики подобных участков может быть найдено за счет использования самоходных роботизированных кроулеров [3].

В работе рассмотрены современные комплексы, реализующие идею самоходных внутритрубных инспекционных снарядов. Проанализированы их возможности, а также пути дальнейшего развития в условиях импортозамещения.

Самоходные внутритрубные инспекционные снаряды представляют собой инновационные системы, которые способны передвигаться внутри трубы, выполняя различные виды инспекций и проверок.

Среди основных компонентов комплекса можно выделить:

- Самоходный снаряд. Это основной элемент комплекса, представляющий собой устройство, способное двигаться внутри трубы без помощи со стороны потока транспортируемого продукта.

- Контрольный блок. Этот блок управляет движением снаряда и собирает данные, полученные от него. Он оснащен различными датчиками и камерами для передачи или сбора данных о техническом состоянии трубы. При необходимости этот блок может оборудоваться камерами для визуального осмотра внутренней поверхности трубы.

- Система передачи данных. Эта система обеспечивает беспроводную передачу данных от снаряда к контрольному пункту, кроме того, она позволяет отслеживать местоположение снаряда внутри трубопровода, передавая соответствующие сигналы на контрольные пункты, расположенные вдоль диагностируемого участка. В качестве средств для передачи данных может использоваться радиочастотная связь или другие технологии, позволяющие передавать информацию на большие расстояния. Также вся информация может не передаваться, а накапливаться на физическом жестком диске, который изымается после завершения диагностики и отправляется на обработку и анализ собранных данных.

На данный момент техническая диагностика магистральных трубопроводов один из самых надежных, достоверных и экономически оправданных способов профилактики отказов и аварий. Совершенствование существующей базы современных методов и средств позволит минимизировать риски, связанные с техническими отказами на объектах магистрального транспорта нефти и газа.

Список использованных источников

1. Халимов А.Г. Техническая диагностика и оценка ресурса трубопроводов и аппаратов Алма-Ата : Наука. / 2001. 410 с.

2. Александров Ю. В., Бердник М. М., Агинеи Р. В. Диагностирование напряженного состояния металла трубопроводов по результатам магнитного контроля //Газовая промышленность. – 2011. – №. 7. – С. 17-21.

3. Митрохин М. Ю., Спирин В. А., Александров В. А. Внутритрубная диагностика труднодоступных участков линейной части МГ //Газовая промышленность. – 2008. – №. 6. – С. 72-74.

УДК: 542.06

**РАЗРАБОТКА РЕАГЕНТОВ КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ -
ИНГИБИТОРОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, КОРРОЗИИ
И СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ СОПОЛИМЕРОВ
МАЛЕИНОВОГО АНГИДРИДА И ИЗОПРОПИЛАКРИЛАМИДА**

П.Ю. Казакова, Р.С. Павельев, Д.О. Гнездилов, Н.А. Сладь, Е. Сон,

М.А. Варфоломеев

Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, Казань, Россия

Современная энергетика находится перед серьезной проблемой: традиционные источники энергии, такие как нефть и газ, стремительно истощаются. С каждым годом добыча этих ископаемых становится всё более сложной и дорогостоящей. В этой ситуации особенно востребованным становится вопрос освоения труднодоступных залежей углеводородов, например, в северных широтах. Арктическая зона относится к регионам с суровыми природно-климатическими условиями, где добыча нефти и газа сопровождается рядом проблем, одной из которых является образование гидратных пробок в потоке флюида, что ведет за собой возможность возникновения аварийной ситуации и последующих финансовых затрат. Для борьбы с гидратными пробками существует несколько способов: 1) исключение воды из углеводородного флюида; 2) использование эффективной

термоизоляции, 3) использование химических ингибиторов [1]. Первые два способа труднодостижимы и нерентабельны, поэтому широкое распространение получили химические ингибиторы. Они в свою очередь подразделяются на два основных типа: термодинамического и кинетического действия (сокращенно ТИГ и КИГ). Их различие заключается в механизме ингибирования, первые снижают активность воды и смещают термобарические условия образования гидратов в более жесткие, в то время как КИГ замедляют нуклеацию. Они способны эффективно предотвращать образование гидратов в концентрации до 2 масс%, в то время как использование наиболее известного термодинамического ингибитора, метанола, предполагает дозировку до 60 масс% по водной фазе. Кроме того, метанол обладает высокой токсичностью и способен вступать в реакции с пластовыми водами, солями и углеводородным конденсатом, что может привести к коррозии трубопровода. Разработка реагентов, способных в малой дозировке обеспечивать беспрепятственный поток нефтегазового флюида в процессе добычи и транспортировки является актуальной задачей.

Для борьбы с образованием гидратов нашей научной группой была синтезирована линейка водорастворимых полималеатов [2].

Исследование противогидратной эффективности проводили с помощью установки качающихся ячеек RC5 (Rocking Cell 5). Ее принцип действия основывается на постоянном угловом перемещении охлажденных ячеек, находящихся под давлением. В них моделируются условия реального трубопровода. В процессе качания шарик внутри ячейки перемещается по всей длине испытательной камеры, перемешивая флюид.

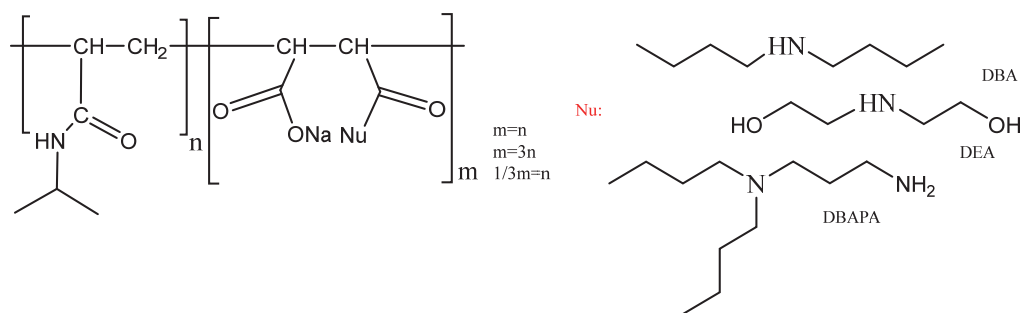


Рисунок 1. Структура полученных полималеатов

В ходе проведенной работы было установлено, что часть полученных соединений проявляла ингибирующую активность, превосходящую коммерческий реагент Luvicar 55W. Помимо прочего, лидирующие образцы было решено исследовать также на возможность предотвращения коррозии трубопроводов. Этот анализ объясняется современными тенденциями в нефтегазодобывающей отрасли, заключающимися в создании реагентов комплексного действия, что ведет к существенному снижению операционных издержек. В результате оказалось, что полученные полимеры существенно снижают коррозию трубопровода. Стоит также отметить, что при некоторых минимальных синтетических манипуляциях полученные реагенты обладают потенциалом для предотвращения образования солевых отложений.

Внедрение данного типа нефтепромысловых реагентов в промышленность позволит сократить потребление метанола, тем самым снизив экономическую нагрузку на инфраструктуру. Наряду с экономическим потенциалом внедрения существует также и экологические преимущества, так как использование реагентов на основе полималеата существенно снижает вред окружающей среде, что позволяет проводить его эксплуатацию в условиях морских месторождений, в том числе в условиях Арктического шельфа.

Работа выполнена за счет средств субсидий, выделенных Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, проект № FZSM-2024-0003(исследование свойств) и проект № FZSM-2023-0014 (синтез соединений).

Список использованных источников

1. Frostman L.M.M., Przybylinski J.L.L. Successful applications of anti-agglomerant hydrate inhibitors // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 13 February 2001. <https://doi.org/10.2523/65007-MS>
2. Kazakova P.Yu., Gnezdilov D.O., Pavelyev R.S., Son E.R., Varfolomeev M.A. Low-dosage hydrate inhibitors based on maleic anhydride copolymers with isopropylacrylamide // Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 2023. Vol. 59, No. 4, P. 62-66

ИССЛЕДОВАНИЕ НОВОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ НЕФТИ

Д.А. Казанцев, Е.Е. Яворская

Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия

Повышение коэффициента полезного действия (КПД) на технологических участках нефтепровода является актуальной темой в современной нефтяной индустрии. Трубопроводный транспорт – является одним из наиболее эффективных и экономически выгодных способов транспортировки нефти и нефтепродуктов, однако их работа связана с высоким энергопотреблением и рядом технических проблематик, таких как: потеря напора; износ оборудования; транспортировка высоковязких нефтей; ежегодные затраты на восстановление несущей способности линейной части. В связи с этим, повышение эффективности работы нефтепроводов и снижение их воздействия на окружающую среду являются приоритетными задачами для нефтяных компаний. Решение этих задач может быть достигнуто через оптимизацию технологических процессов, внедрение новых технологий и повышения уровня автоматизации.

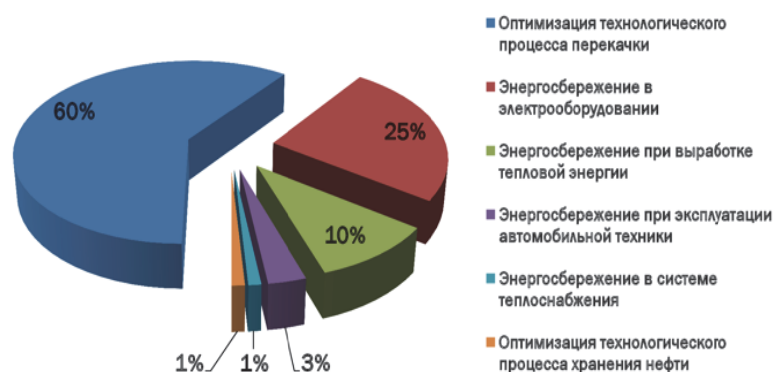


Рисунок 1. Мероприятия по энергосбережению

Произведен патентный поиск современных методов, связанных с повышением коэффициента полезного действия при транспортировке высоковязких нефтей, направленных на повышение технико-экономических показателей. Увеличить КПД технологического участка возможно с помощью применения электромагнитных катушек для подогрева нефти, которые имеют ряд преимуществ: обладают высокой эффективностью преобразования электрической энергии в тепловую; отсутствие открытого пламени или нагревающих поверхностей; обладают хорошей регулируемостью и контролируемостью теплового процесса; позволяет снизить энергозатраты; минимальное воздействие на окружающую среду; могут быть адаптированы к различным типам нефтей и условий эксплуатации.

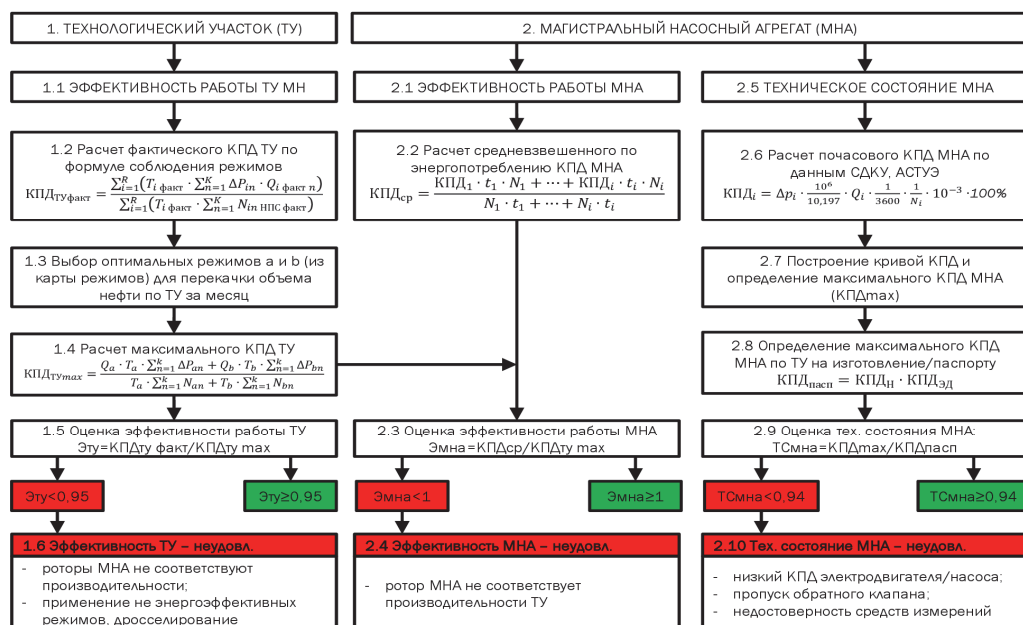


Рисунок 2. Методика определения КПД и эффективности ТУ МН и МНА

Представлены преимущества и недостатки существующих методов повышения коэффициента полезного действия при транспортировке высоковязких нефтей. По результатам проведенного анализа, самым целесообразным к применению является размещение установки подогрева нефти на основе электромагнитных волн на площадных объектах пунктов подогрева нефти АО "Транснефть-Север".

Список использованных источников

1. Иванов, А.А. Технологии повышения КПД нефтепроводов [Текст] / А.А. Иванов. - М.: Издательство "Нефтегаз", 2010. - 250 с. (ГОСТ Р 7.0.5-2008).
2. Петров, В.В. Моделирование и оптимизация технологических процессов в нефтегазовой промышленности [Текст] / В.В. Петров. - СПб.: Издательство "Нефтепром", 2015. - 180 с. (ГОСТ Р 7.0.5-2008).

УДК 622.691.4.22

ОБЗОР ПОДХОДОВ К ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЕФЕКТОВ И ОЦЕНКИ ИХ ВЛИЯНИЯ НА ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.А. Калининский¹, В.Л. Онацкий¹, Н.Л. Семченко², И.А. Голубев²

¹ Филиал ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт»,

Санкт-Петербург, Россия

² Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,

Санкт-Петербург, Россия

Промысловые трубопроводы выполняют важную функцию в транспортировке нефти, природного газа и химических веществ. Однако из-за воздействия коррозии, как локальной, так и общей, их эксплуатационные характеристики снижаются, что создает угрозу для надежности и безопасности систем. Для обеспечения продолжительной и безопасной эксплуатации необходимо своевременное выявление дефектов, оценка остаточного ресурса и разработка мер по продлению срока службы трубопроводов.

В суровых условиях эксплуатации нефтегазовых месторождений трубопроводы подвергаются воздействию агрессивных примесей, таких как вода, сероводород, углекислый газ и др. Эти факторы способствуют развитию

локальной коррозии, которая ускоряет износ материала по сравнению с общей коррозией, особенно в зонах, где локальная гидродинамика способствует концентрации коррозионно-активных веществ.

Однако действующие российские стандарты и нормативные документы по определению ресурса безопасной эксплуатации и проектирования промышленных трубопроводов не учитывают эти специфические условия.

Существуют зарубежные методики, сосредотачивающиеся на идентификации коррозионных дефектов и оценке их влияния на прочностные характеристики трубопроводов. Коррозионные дефекты обладают сложной геометрией: это могут быть как локальные питтинги, так и продолжительная ручейковая коррозия, что затрудняет оценку их воздействия на прочность трубопроводов [1, 2]

Основным методом учета коррозии в российских промышленных трубопроводах является добавление коррозионной надбавки к расчетной толщине стенки, что регламентируется ГОСТ Р 55990-2014. В этом стандарте содержатся рекомендации по определению толщины трубопровода с учетом условий эксплуатации, типа коррозии и требуемого срока службы. Для труб, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, расчетная толщина стенки t_D , мм, определяется по формуле [3]:

$$t_D = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_{ys}} + C,$$

где C — добавка на общую коррозию, которая определяется расчетом или экспериментально, исходя из прогнозируемой скорости коррозии стали в данных условиях с учетом защитных мер, таких как ингибиторы и покрытия.

Зарубежные стандарты, например, такие как API 579-2-2009 и ASME B31G-1991, предлагают более точные и детализированные подходы для оценки состояния трубопроводов, уделяя особое внимание локальным дефектам.

Для оценки дефектов на трубопроводах используются три уровня методов. Метод уровня-1 оценивает одиночный дефект и определяет допустимую напорную способность корродированных трубопроводов,

принимая продольную площадь потери металла за основной геометрический параметр дефекта. У метода уровня-2 существует два типа оценки. Метод уровня-2а использует метод эффективной площади для оценки дефекта сложной формы, метод уровня-2b оценивает несколько дефектов во взаимодействии. Метод уровня 3 разработан на основе моделирования и анализа методом конечных элементов (КЭ) путем решения множества нелинейных задач, таких как геометрическая нелинейность дефекта, нелинейность материала и граничная нелинейность. Метод уровня 3 считается наиболее точным методом оценки дефектов трубопровода [4].

Метод оценки дефектов уровня-1 основывается на максимальной потере металла, но учитывает только продольные и радиальные размеры коррозионного дефекта, упрощая его до двумерной геометрии (длина и глубина), игнорируя ширину.

Метод уровня-2а, к которому относятся методики RSTRENG, KAPA, API 579 и DNV RP-F101, предназначен для сложных дефектов. Он оценивает эффективную площадь потери металла через итерации по сетке, определяя наименьшее напряжение разрушения. Этот метод использует детальный профиль глубины дефекта для более точной оценки, снижая консервативность. Дефект маркируется сетками ($L_1, L_2, \dots, L_n$), где полная длина называется эффективной длиной (L_{eff}), а площадь, соответствующая L_{eff} , — эффективной площадью (A_{eff}).

Для определения давления методом уровня 2b разрушения важно выявить взаимодействие дефектов. Если расстояние между дефектами превышает критическое значение, их можно оценивать отдельно. В большинстве моделей взаимодействие определяется через ограничения на продольные и окружные расстояния между дефектами.

Метод уровня-3 оценивает пригодность трубопроводов к эксплуатации и прогнозирует давление разрушения с учетом сложной геометрии коррозионных дефектов, материала и условий с использованием программ ANSYS, ABAQUS, COMSOL Multiphysics. Коррозионные дефекты могут быть упрощены до

кубовидной, полуэллипсоидной или полусферической формы. Модели деформации труб включают билинейные и трилинейные зависимости, изотропное упрочнение и модель Рамберга-Осгуда.

Список использованных источников

1. Selene Capula Colindres etc. Effects of depth in external and internal corrosion defects on failure pressure predictions of oil and gas pipelines using finite element models
2. J.C. Velazquez etc. Failure pressure estimation for an aged and corroded oil and gas pipeline: A finite element study.
3. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. Издательство: Стандартиформ, 2015 г.
4. A review on defect assessment of pipelines: Principles, numerical solutions, and applications; Guojin Qin, Y. Frank Cheng.

УДК 697.9

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СХЕМ СМЕШЕНИЯ НЕФТИ

Б.А. Калмыков

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В условиях глобальных изменений на энергетическом рынке и растущих требований к качеству нефтепродуктов, эффективные схемы смешивания нефти становятся ключевым элементом в оптимизации процессов добычи и переработки. Настоящее исследование посвящено анализу современных методов смешивания различных сортов нефти с целью достижения оптимальных физико-химических свойств, снижения затрат и повышения конкурентоспособности на рынке.

В ходе работы рассматриваются основные технологии смешивания, включая прямое смешивание на этапе добычи, использование терминалов и

резервуаров, а также применение добавок для улучшения качества конечного продукта. Особое внимание уделяется экономическим и экологическим аспектам, связанным с процессом смешивания, а также современным методам мониторинга и контроля параметров смеси.

К тому же, исследование также акцентирует внимание на значении цифровизации и автоматизации процессов смешивания нефти. Внедрение современных информационных технологий, таких как системы управления производственными процессами (SCADA) и машинное обучение, позволяет значительно повысить точность контроля за качеством смешиваемых фракций и оперативно реагировать на изменения в характеристиках сырья.

Кроме того, в рамках исследования рассматриваются примеры успешной реализации инновационных схем смешивания на ведущих нефтеперерабатывающих заводах. Эти примеры демонстрируют, как интеграция новых технологий и подходов может привести к снижению затрат на переработку, повышению выходов высококачественной продукции и улучшению экономической эффективности.

Важным аспектом является также анализ регуляторных требований и стандартов качества, которые влияют на выбор схем смешивания. Учитывая растущее внимание к вопросам устойчивого развития и экологии, необходимо адаптировать технологии смешивания к новым требованиям, что открывает дополнительные возможности для внедрения экологически чистых решений.

Таким образом, исследование подчеркивает необходимость постоянного обновления знаний и адаптации к быстро меняющимся условиям рынка, что позволит нефтяной отрасли не только выживать, но и успешно развиваться в условиях глобальных вызовов. В заключение, предлагаются направления для дальнейших исследований, направленные на оптимизацию схем смешивания с учетом изменений в потребительских предпочтениях и технологических трендах.

Список использованных источников

1. Евлахов С.К. Способ компаундирования нефти//Патент №RU2269151C2.

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ СРЕД

Е.А. Капорская, Р.Р. Таибулатов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленности являются лидерами по количеству образующихся отходов [1]. Утечки и разливы нефти происходят при строительстве и эксплуатации нефтяных скважин, транспортировке (более трети) и переработке. Загрязнение окружающей среды может привести к серьезным и необратимым последствиям для экосистем и здоровья человека.

В настоящее время для очистки нефтезагрязненных сред применяются механические, физико-химические [2]. Однако у методов, относящихся к этим группам, есть ряд значительных недостатков, что актуализирует разработку новых методов (преимущественно биологических).

Актуальность выбранной темы обусловлена тем, что нефтяная промышленность – одна из ведущих отраслей в нашей стране, следовательно, трудно избежать наличия загрязненных земель, образовавшихся в результате разлива нефти и нефтепродукта. Поэтому необходимо рассматривать способы уменьшения негативного воздействия утечек нефти. Экологически и экономически целесообразнее использование микробиологических способов очистки.

Микробиологическая очистка – перспективная технология ликвидации загрязнения окружающей среды нефтью и нефтепродуктами, основанная на использовании метаболического потенциала микроорганизмов. Разработаны различные биопрепараты на основе штаммов и консорциумов микроорганизмов, имеющие доказанную эффективность. В их состав входят представители родов бактерий, микроскопических грибов и микроводорослей, а также некоторые питательные вещества [3].

Цель работы – снижение негативного воздействия на окружающую среду в местах разливов нефти и нефтепродуктов в результате применения микробиологических методов очистки.

Задачи работы:

1. Провести анализ негативного воздействия разлива нефти и нефтепродуктов на среду.
2. Рассмотреть механический, физико-химический и биологический методы очистки.
3. Предложить технологию микробиологической очистки в местах разливов нефти.
4. Проведение лабораторных анализов влияния микроорганизмов на очищение нефтезагрязненной среды.
5. Рассчитать экономическую эффективность проведения микробиологической очистки.

Список использованных источников

1. Никонов А.Н., Потапова С.О. Нефтяная промышленность, как один из серьезных загрязнителей окружающей среды// Пожарная безопасность: проблемы и перспективы. 2018. Т. 1. № 9. С. 666-673.
2. Сагитов Р.Ф., Шабанова С.В., Василевская С.П. и др. Классификация методов локализации и ликвидации загрязнений почвы нефтью и нефтепродуктами // Наука и современность. 2016. №1. С.202-207.
3. Созина И.Д., Данилов А.С. Микробиологическая ремедиация нефтезагрязненных почв// Записки Горного института. 2023. Т. 260. С.297-312.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Е.В. Капустина, К.Н. Гумбина, М.М. Бердник

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

Одним из основных потребителей труб в России является нефтегазовая промышленность. Композитные трубы уверенно завоевывают свое место в отечественном трубопроводном транспорте нефти. Связано это с их выдающимися эксплуатационными характеристиками. Данные трубы создаются путем комбинирования различных материалов, включая углеводородные и стеклянные волокна. Состав и конструкция обеспечивают им ряд преимуществ по сравнению с традиционными металлическими трубами.

Композитные трубы обладают повышенной стойкостью к коррозии, к воздействию пластовых вод, газового конденсата, кислот, щелочей и бактерий. Это является важным преимуществом при проведении работ в сложных условиях, таких как подводные и геологически активные среды. Помимо увеличения срока службы данное свойство значительно снижает затраты на их обслуживание и замену [1].

Композитные трубы легкие, что является одним из главных преимуществ. Их удобно транспортировать и устанавливать. Это особенно актуально для удаленных и труднодоступных месторождений.

Композитные материалы, из которых изготавливаются трубы, обеспечивают высокую прочность. Это позволяет выдерживать высокие ударные и изгибные нагрузки, а также значительные давления, что позволяет применять данные трубы в условиях повышенной опасности. Также композитные материалы устойчивы к экстремальным температурам и не

изменяют свои характеристики при их воздействии. Это дает возможность использовать трубы в разных климатических зонах [2].

Также стоит отметить, что композитные трубы обладают низкой теплопроводностью, что уменьшает затраты на изоляционные материалы. Помимо этого, они характеризуются инактивностью к парафиновым отложениям. Это способствует увеличению пропускной способности, что приводит к уменьшению потребления энергоресурсов [3].

На рис.1 показаны преимущества композитных трубных материалов по сравнению со сталью и алюминием

К экономическим перспективам использования композитным труб можно отнести:

- Уменьшение расходов на транспортировку;
- Сокращение затрат и сроков на строительно-монтажные работы;
- Снижение аварийности в следствие уменьшение количества операций при строительно-монтажных работах;
- Снижение эксплуатационных расходов.

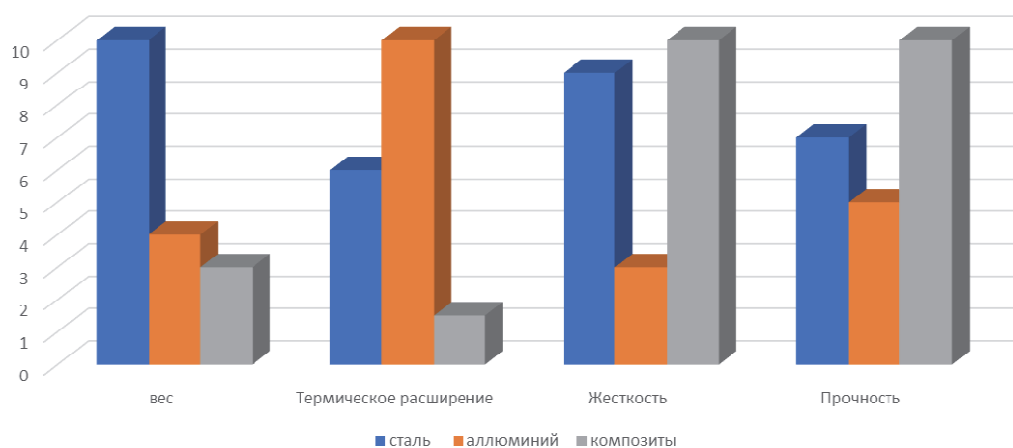


Рисунок 1. Сравнение композитных материалов со сталью и алюминием

Также стоит отметить, что применение труб из композитных материалов снижает негативное воздействие на экологию. Возможность уменьшения количества аварийных ситуаций, стойкость продукции к агрессивным средам, а

также возможность повторного использования и увеличения срока эксплуатации снижает затраты на восстановление растительного покрова и уровня вмешательства в природу [4].

Ограничением для внедрения труб из композитных материалов в нефтегазовую промышленность России является недостаточная изученность поведения подобных материалов в условиях, характерных для эксплуатации нефтепроводов. Кроме того, на сегодняшний день нормативная база, как на сами изделия, так и на проектирование нефтепроводов из полимерных композитных материалов не до конца разработана. Многие стандарты находятся на стадии согласования, в некоторых уже выявлены пункты, требующие доработки[5].

Несмотря на существующие ограничения, можно прийти к выводу, что интеграция труб из композитных материалов в нефтегазовую промышленность может привести к значительным экономическим выгодам, что позволяет считать их перспективным альтернативным решением в современных проектах

Список использованных источников

1. Васильев В. В. Композиционные материалы: Справочник – М.: Машиностроение, 1990.
2. Ягубов Э.З. Высоконапорные герметичные стеклопластиковые трубы для нефтегазовой промышленности // Конструкции из композиционных материалов. 2006 № 3 (август-сентябрь). С. 42 – 49
3. Габова М.А. Применение композиционных материалов при добыче нефти и газа //Вестник университета (Государственный университет управления). 2012 № 2С. 88–92.
4. Использование композитных материалов в нефтегазовой отрасли / Исанова А.В., Долгих А.А., Петров С.А., Задвицкий Р.А. // Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ. 2020 № 2(19). С. 39–44.
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.

**МЕТОД ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ
ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НА ЭТАПЕ
ПЛАНИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

Ф.А. Карпов¹, М.М. Гареев²

¹НТЦ ООО «НИИ Транснефть», Уфа, Россия

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

Цель работы состоит в разработке метода предотвращения деструкции противотурбулентных присадок (далее – ПТП) в процессе их применения при транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам.

Поставленная цель достигается путем применения на этапе планирования режимов перекачки следующего аналитического выражения, представляющего собой условие возникновения деструкции ПТП [0]:

$$W = \frac{\tau_0^2 M^2 [\eta]}{2pcRT} \sum_{p=1}^n \frac{(\omega \theta_m)^2}{p^4 + (\omega \theta_m)^2} \geq E_0, \quad (1)$$

где τ_0 – величина касательных напряжений, Па; M – средняя молярная масса полимера, кг/моль; $[\eta]$ – характеристическая вязкость полимерного раствора, м³/кг; p – число кинетически независимых сегментов в полимерной цепи; c – концентрация полимера в растворе, кг/м³; R – универсальная газовая постоянная, равная 8,314 Дж/моль·К; T – абсолютная температура, К; циклическая частота вращения клубка, 1/с; θ_m – время релаксации макромолекулярного клубка, с; E_0 – энергия разрыва «слабых» связей, Дж/моль.

Количество кинетически независимых сегментов в макромолекуле равно:

$$p = \left(\frac{2 \cdot b \cdot M^{2/3} \cdot \sin \frac{\varphi}{2} \cdot \Phi^{1/3}}{\mu \cdot [\eta]^{1/3}} \right)^2, \quad (2)$$

где b – длина одинарной связи между двумя атомами углерода; φ – валентный угол между двумя атомами углерода основной цепи; Φ – универсальная постоянная Флори, моль⁻¹; μ – молярная масса мономера, кг/моль.

Уравнение (1) может быть применено для решения следующих производственных задач.

1. Прогнозирование порогового значения касательных напряжений трения, при котором эффективность ПТП с заданными молярной массой и концентрацией будет максимально возможной в условиях перекачки по конкретному трубопроводу.

2. Подбор концентрации применяемой ПТП при переходе на режим с более развитым турбулентным течением для обеспечения стабильного проявления эффекта Томса без деструкции полимера.

3. Определение критической (максимальной) молярной массы молекул полимера, устойчивых к деструкции в заданных гидродинамических условиях. На основании этого появляется возможность предъявлять требования к характеристикам ПТП для осуществления ее целенаправленного синтеза.

В качестве примера применения условия возникновения механической деструкции проведем расчет упругой энергии, запасаемой в одном моле химических связей между кинетическими сегментами макромолекулы противотурбулентной присадки в условиях транспортировки дизельного топлива по магистральному трубопроводу диаметром $D_{вн} = 0,5$ м. Характеристики дизельного топлива: $\rho = 845$ кг/м³, $\nu = 3 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Присадка на основе полигексена имеет следующие характеристики: $M = 5,8 \cdot 10^3$ кг/моль, $[\eta] = 1,32$ м³/кг, $b = 1,54 \cdot 10^{-10}$ м; $\varphi = 109^\circ$; $\mu = 84,16$ г/моль. Присадка вводилась в концентрации $c = 8$ г/т. В работе [2] показано, что наиболее «слабые» связи в

макромолекулах подвержены разрыву под воздействием внешней механической энергии 120 – 140 кДж/моль [3].

На рисунке приведены расчетные кривые, определяющие критическую молярную массу макромолекул, подверженных механической деструкции под действием касательных напряжений, в зависимости от концентрации ввода присадок. По данным кривым возможно определить пороговое значение величины касательных напряжений, при котором начинается разрыв макромолекул, а также подобрать молярную массу и концентрацию присадку для обеспечения стабильного проявления эффекта Томса.

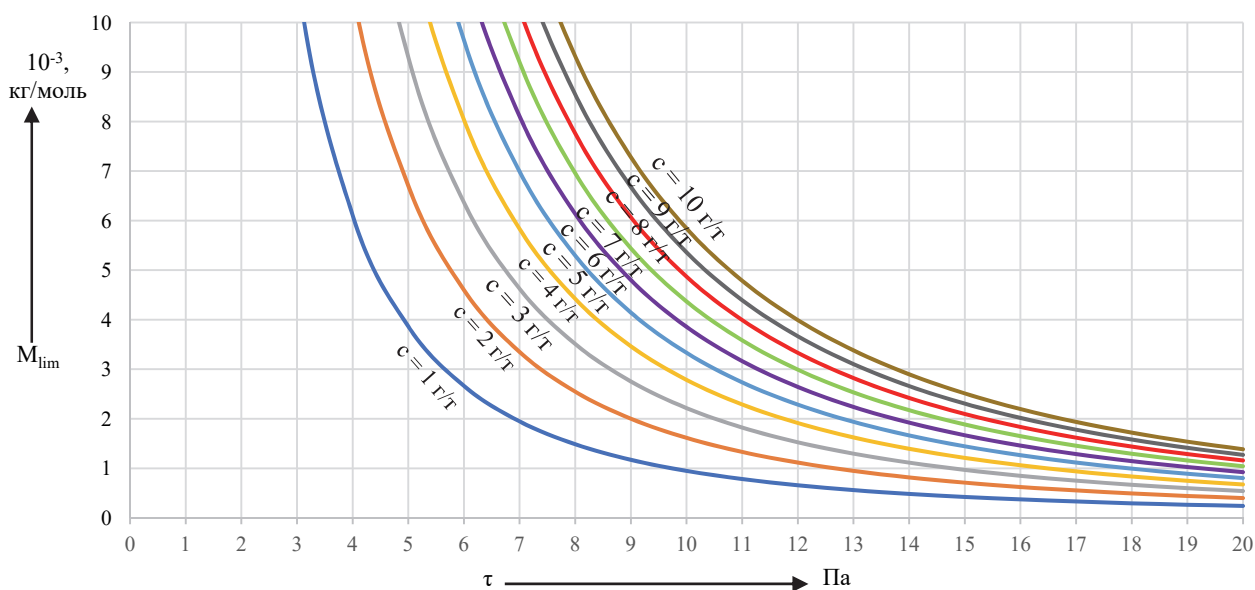


Рисунок 1. Критическая молярная масса макромолекул противотурбулентной присадки, введенной в различной концентрации, в зависимости от касательных напряжений трения

Для рассматриваемого примера максимальный «порог» значений касательных напряжений трения, при достижении которого рост гидравлической эффективности присадки сменяется падением, вызванным механической деструкцией, составляет $\tau_{пор}^{max} \approx 9,2$ Па .

Область значений $(\tau; M)$, лежащих слева от кривой $M_{lim}(\tau, c_i)$ для каждой концентрации ввода ПТП c_i , является областью стабильного применения

противотурбулентных присадок без возникновения механической деструкции полимера при данной концентрации c_i .

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: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Карпов Филипп Алексеевич, 2023. – 155 с.

2. Манжай, В.Н. Сравнение эффективности противотурбулентных присадок в нефти и нефтепродуктах / В.Н. Манжай // Химия Нефти и Газа. Материалы XII Международной конференции. – Томск, 2022. – С. 118-119.

3. Бартенев, Г.М. Слабые химические связи и процессы химической релаксации и разрушения полимеров / Г.М. Бартенев // Высокомолекулярные соединения. – 1984. – т. 26. – №8. – с. 1660-1664.

УДК 622.692.4:532.135

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТУРБУЛЕНТНЫХ ТЕЧЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ С ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫМИ ПРИСАДКАМИ

Ф.А. Карпов¹, М.З. Ямилев¹, М.И. Валиев², М.М. Гареев³

¹НТЦ ООО «НИИ Транснефть», Уфа, Россия

²ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

³Уфимский государственный нефтяной технический университет,

Уфа, Россия

В настоящее время для повышения производительности трубопроводов, по которым осуществляется транспортировка нефти, нефтепродуктов или газового конденсата, широко применяются противотурбулентные присадки.

Принцип их действия основан на эффекте Томса – снижении гидравлического сопротивления при введении полимеров в малых концентрациях в турбулентный поток вязкой несжимаемой жидкости. Однако численная оценка этого явления осложнена комплексным влиянием множества факторов. На гидравлическую эффективность противотурбулентных присадок влияют: гидродинамические и термодинамические параметры (скорость и режим течения, касательные напряжения на стенке трубы, температура), свойства перекачиваемой среды (вязкость, плотность, термодинамическое качество, наличие АСПО и реагентов-окислителей), конструкция трубопровода, физико-химические свойства присадки (молярная масса, строение полимера) [0]. Все это обуславливает наблюдаемое в последние годы интенсивное развитие методов прогнозирования гидравлической эффективности противотурбулентных присадок с использованием информационных технологий.

Целью работы является определение современных тенденций в области математического и компьютерного моделирования турбулентных течений жидких углеводородов, обработанных противотурбулентными присадками.

Среди множества подходов к математическому моделированию турбулентных течений углеводородных растворителей с полимерными добавками следует выделить два наиболее перспективных направления: модификация существующих моделей вычислительной гидродинамики и построение эмпирических моделей методами машинного обучения.

Для создания компьютерных симуляций технологических процессов, в том числе в области гидрогазодинамики, как в России, так и за рубежом применяются системы инженерного анализа (CAE-системы). В таких программных комплексах численное моделирование турбулентного течения вязкой несжимаемой жидкости основано на системе уравнений Навье-Стокса. Однако, большинство моделей турбулентности, реализованных в настоящее время в CAE-системах, разработаны для ньютоновских жидкостей и в исходном виде не могут быть применены для численного моделирования турбулентных течений жидких углеводородов с добавлением полимерных присадок. Поэтому

многими авторами сделаны попытки преодоления указанного ограничения путем введения в модели турбулентности дополнительных модификаций, которые базируются на двух основных конкурирующих гипотезах – о вязкой и вязко-упругой природе эффекта Томса [0-0].

Разработка математических моделей течений жидкостей с добавлением противотурбулентных присадок на основании обработки экспериментальных данных методами машинного обучения в настоящее время активно ведется в России, Китае, Иране, Нигерии и других странах. Сравнение результатов оценки гидравлической эффективности присадок, полученных с применением различных методов машинного обучения: линейной регрессии, градиентного бустинга, дерева решений, искусственной нейронной сети (ИНС), случайного леса, а также их совместного применения с усреднением выходных параметров (ансамбль моделей), показало, что наибольшей точностью прогнозов обладает ИНС [0].

На текущий момент для прогнозирования эффективности противотурбулентных присадок различными авторами предложено несколько ИНС, большинство из которых представляют собой простую модель многослойного перцептрона. Их основные отличия состоят в количестве входных параметров и числе скрытых слоев. В качестве основного обучающего алгоритма во всех предложенных нейросетях данного типа используется алгоритм Левенберга – Марквардта (LM), который в ряде работ используется в сочетании с другими методами: алгоритмом градиентного спуска, байесовской регуляризацией и империалистическим алгоритмом конкуренции.

По результатам анализа литературных источников выявлено, что методология компьютерного моделирования турбулентных течений жидких углеводородов с добавлением противотурбулентных присадок в настоящее время находится на стадии активного развития. Наиболее передовыми методами численного прогнозирования гидравлической эффективности присадок являются: модели турбулентности вязкоупругих тел и искусственные нейронные сети. Тем не менее, для широкого внедрения таких методов при

решении задач инженерного анализа требуется их верификация с данными эксплуатации магистральных трубопроводов. Кроме того, применение таких методов связано с использованием компьютеров высокой вычислительной мощности.

Список использованных источников

1. Бахтизин, Р.Н. Нанотехнологии для снижения гидравлического сопротивления трубопровода / Р.Н. Бахтизин, М.М. Гареев, Ю.В. Лисин и др. – СПб.: Недра, 2018. – 352 с.
2. Chen, Y. A low-Reynolds-number k - ε model for polymer drag-reduction prediction in turbulent pipe flow / Y. Chen, M. Zhang, A.R. Valeev, L. Changjun, A.M. Necval, P. Yang// Korea-Aust. Rheol. J. – 2024. – 36. – P. 131–143.
3. McDermott, M.A. An open-source anisotropic k - ε - ν^2 - f model for turbulent viscoelastic duct flows / M.A. McDermott, T.A.E. Riou, P.R. Resende, M.C.T. Wilson, A.M. Afonso, G. de Boer // Physics of Fluids. – 2023. – 35. 095116 – 19 p.
4. Карпов, Ф.А. Оценка эффективности транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам за счет использования противотурбулентных присадок с учетом их деградации: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Карпов Филипп Алексеевич, 2023. – 155 с.
5. Черенцов, Д.А. Применение моделей машинного обучения для интеллектуального управления эффективностью транспорта нефти / Д.А. Черенцов, А.У. Якупов, К.С. Воронин Ю.Д. Земенков, Е.Л. Чижевская // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 12. – С. 136-139.

ПРОМЫШЛЕННЫЕ РЕВОЛЮЦИИ: ИЗМЕНЕНИЕ ЭНЕРГОРЕСУРСНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ И ВЛИЯНИЕ НА ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И СОЦИАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ

Д.С. Кладов, Р.Р. Таибулатов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В истории мировой экономики и ресурсобеспечения исследователи выделяют несколько этапов «взрывного» роста показателей производительности труда, приходящихся на душу населения. Этот феномен носит несколько наименований в зависимости от авторов исследований: промышленная революция, технологический уклад, волны и циклы Кондратьева и т.п. [1– 3].

Не просто так их называют революциями, так как в результате производительность труда, уровень социального блага, уровень образования, экономические показатели различных производств увеличиваются в десятки, а иногда и в сотни раз за относительно небольшой промежуток времени. Если до 1700 года такие изменения отслеживались на протяжении нескольких сотен лет, то после 1700 года циклы сократились до 50-60 лет и уже ощущаются одним поколением.

Изучая данный феномен, исследователи приходят к мнению, что ядром каждой революции является набор прорывных технологий-инноваций. Помимо количества накопленных знаний, технологические рывки связывают с их внедрением в производственные процессы и активным распространением в смежных областях.

Анализируя более подробно прорывные технологии, которые входят в состав ядра каждого технологического уклада, достаточно просто можно отследить некую закономерность, что движущей силой подобных революций являются именно источники энергии. Мускульная энергия людей и животных,

сменяется энергией угля и пара, затем появляются двигатели, в основе которых лежит энергия, полученная от сжигания нефти и нефтепродуктов. Параллельно с последним видом энергии, активно внедряется электроэнергия. На сегодняшний день все чаще можно услышать об источниках возобновляемой энергии, а также о различных разработках в области термоядерного синтеза.

Выглядит все так, что как будто на выходе мы получаем исключительно положительные аспекты от каждой промышленной революции и соответствующих ей технологических инноваций и их распространения. Но на деле у любой медали есть две стороны, не все так однозначно.

Развитие нашей цивилизации, промышленности, экономики и других областей связанных с добычей полезных ископаемых помимо различных изменений в социальной сфере, неизбежно оказывает влияние на огромные территории планеты Земля, изменяя её структуру, набор биологических видов, на сложные цепочки взаимодействия этих видов между собой. Это приводит к неизбежным глобальным переменам в среде нашего обитания. Данные перемены с высокой вероятностью оказывают воздействие на уровень физического, психологического и как следствия ментального здоровья. И главная здесь проблема состоит в том, что данные изменения не происходят в один момент и с равномерной скоростью, что осложняет прогнозирование последствий.

Однозначно, обеспечение мировой экономики энергоресурсами несет повышение уровня жизни, благосостояния и других жизненно важных показателей. Но смело можно предположить и то, что подобный подход не может длиться вечно. Как минимум по тому, что основной источник ресурсов на сегодняшний день – это не возобновляемые, либо активно изменяющиеся сложившиеся веками сложные биогенные системы природы, которые в свою очередь несут изменения в глобальных климатических процессах. А это как следствие влияет на все тот же уровень благосостояния. Круг замкнулся. Данный вопрос требует более детального изучения и более точных расчётов различных вариантов развития событий.

Почему нужно вникать в глобальные исторические процессы? Как показывает практика многих исследователей, периоды роста и падения различных показателей уровня жизни, экономики, производства имеют свойство цикличности. За периодом роста неизбежно происходит период спада, затем депрессии и после – период нового роста. Исследуя более детально данные периоды, можно, как минимум, постараться снизить уровень падения производственных, экономических, социальных и экологических показателей, а как максимум получить возможность предугадать и обойти стороной падение одного или нескольких из перечисленных параметров. Также получить хотя бы шанс спрогнозировать более стабильный сценарий непрерывного роста, который будет балансировать процессы потребления и как следствие вреда для природы и общества с процессами восстановления затраченных ранее ресурсов.

Список использованных источников

1. Глазьев С. Ю., Микерин Г. И., Тесля П. Н. Длинные волны: научно-технический прогресс и социально-экономическое развитие. — 1-е изд. — Новосибирск: Наука, 1991. — 224 с.
2. Щедровицкий П. Г. Три индустриализации России — СПб.: Terra Fantastica, 2018. — 152 с.
3. Peter N. Stearns The Industrial Revolution in World History — 4th ed. — Northern Virginia George Mason University.: Westview Press — 327 p.

ТЕХНОЛОГИЯ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ, ОБРАЗОВАННОЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ ЗАЧИСТКИ РВС

Л.А. Ковалева, Р.Р. Зиннатуллин, Р.М. Камалтдинов

Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Прочно установившаяся роль углеводородного сырья в современном мире вызывает необходимость утилизации нефтешламов в вертикальных стальных резервуарах (РВС) при транспортировке нефти, так как ловушечная нефть является перспективным сырьем для получения широкого ассортимента нефтепродуктов. Отличительной особенностью ловушечных эмульсий является высокая степень их обводненности с существенной концентрацией механических примесей. Агрегативная устойчивость ловушечных эмульсий обуславливается присутствием в нефти тяжелых высокомолекулярных полярных компонентов (смолы, асфальтены и др.), которые, адсорбируясь на поверхности капель воды, образуют бронирующие оболочки и препятствуют их слиянию, укрупнению и оседанию. А минерализация и наличие других механических примесей увеличивает устойчивость этих эмульсий.

На сегодняшний день технологическими приёмами зачистки резервуаров от остатков высоковязких нефтепродуктов являются различные методы термического разжижения:

1. Разогрев горячей водой или паром, при котором на остаток нефтепродукта наливают горячую воду (80-85 °С) на высоту, равную высоте остатка нефтепродукта.

2. Циркуляционный подогрев, при котором на остаток наливают горячий аналогично остатку нефтепродукт (50-55 °С) и производят циркуляцию этой массы затопленными струями по схеме "резервуар-насос-теплообменник-резервуар". В случае зачистки заглубленного или подземного резервуара

возможно использование водного раствора технического моющего средства (ТМС) в количестве не менее 5-6 объемов остатка.

3. Гидромониторный способ, при котором нефтепродукт разжижается и смывается с днища струей горячей воды (75-80 °С) под давлением.

В зависимости от технологической операции могут образовываться следующие продукты зачистки: смесь разогретого и разжиженного остатка с товарным топливом; устойчивая водонефтяная эмульсия; промывочная вода, содержащая эмульгированный нефтепродукт, от 600 до 1500 мг/л; промывочная вода, содержащая растворенный бензин от 110 до 340 мг/л; ТМС, содержащее от 25 до 100 г/л эмульгированного нефтепродукта; твердые продукты зачистки (ТПЗ) - ил, ржавчина, песок и т.д., содержащие высокомолекулярные углеводороды (парафин, асфальто-смолистые вещества и др.).

Одним из перспективных методов разрушения вновь образовавшихся свежих водонефтяных эмульсий может оказаться использование электромагнитных полей ВЧ и СВЧ диапазонов. Выбор вышеуказанных диапазонов обосновывается тем, что для водонефтяной эмульсии диэлектрические параметры, определяющие степень взаимодействия поля со средой, имеют две области дисперсии в ВЧ и СВЧ областях. Дисперсия в ВЧ области обусловлена поляризацией полярных компонентов нефти (асфальтенов, смол), а в СВЧ области – поляризацией молекул воды. Этот факт дает возможность использования энергии электромагнитного поля ВЧ и СВЧ диапазонов при разработке технологии обезвоживания водонефтяных эмульсий.

В связи с чем, в данной работе предложен способ разрушения свежееобразованных эмульсий на основе нефтешлама с помощью воздействия ЭМ поля. Для этого перед обработкой электромагнитным полем готовилась рекомбинированная эмульсия: образец нефтешлама с РВС смешивался с водой в соотношении 50:50. Обработка полем проводилась в статическом режиме по 100 мл. до 50°С. Для сравнения проводилась обработка теплом при таких же условиях. Результаты фазоразделения представлены на рис. 1.

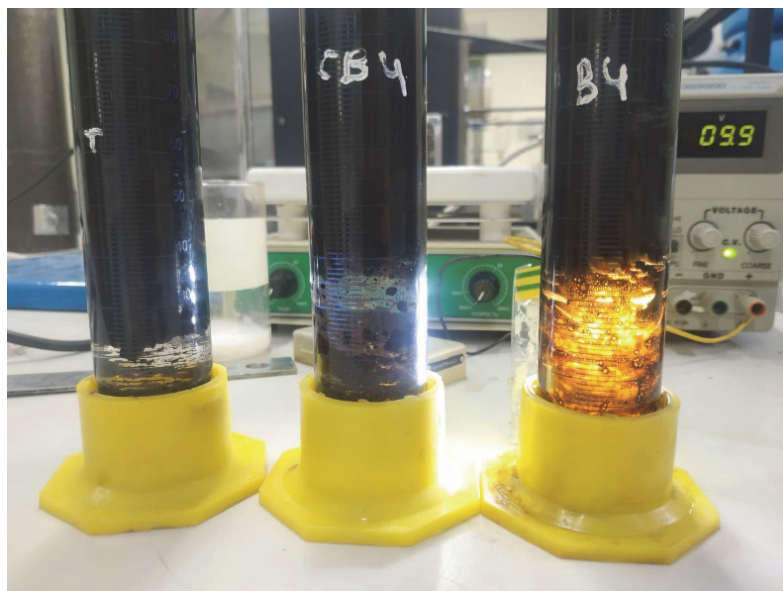


Рисунок 1. Пробы эмульсии после обработки в термобане, СВЧ ЭМП, ВЧ ЭМП (слева на право)

После термообработки в термобане и гравитационном отстое отслоилось 40 % воды, после ВЧ ЭМП - 79% воды, после СВЧ ЭМП - 76 % воды. Видно, что электромагнитное поле хорошо разрушает свежееобразовавшуюся часть эмульсии.

Для выдачи рекомендаций промышленного использования ВЧ и/или СВЧ электромагнитного поля при разделении водонефтяных эмульсий, образованных в результате зачистки РВС и обезвоживании самих шламов необходимо провести более детальные исследования с применением дополнительных методов (подбор флокулянтов и дезэмульгаторов, предварительный подогрев и подогрев в процессе отстоя, центрифугирование, акустические и магнитные поля) с целью более детального подбора оптимальных режимов воздействия.

ОТСТРОЙКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ТРУБОПРОВОДА ОТ ВИБРАЦИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

А.А. Козлов¹, Д.Н. Комаров², М.Ю. Темис³

^{1,2}РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

²ООО «П2Т Инжиниринг», Москва, Россия

Объекты нефтегазовой отрасли содержат большое количество трубопроводов и трубопроводных обвязок, подверженных при некоторых условиях повышенным уровням вибрации, которые вызываются как внешними, так и внутренними динамическими воздействиями. Высокий уровень вибраций возникает при приближении частот динамического воздействия к одной или нескольким собственным частотам трубопроводной обвязки. Высокий уровень резонансных колебаний трубопроводной обвязки приводит к ухудшению технического состояния трубопроводов, что связано с накоплением усталостных повреждений, как непосредственно в стенке трубопровода, так и в опорных конструкциях. Критические усталостные повреждения приводят к разрушению опорных конструкций трубопроводов, а также к возможной потере герметичности трубопровода. Поэтому вибродиагностика и последующие работы по анализу и отстройке от резонансных колебаний трубопроводов являются важным элементом в системе мониторинга трубопроводных объектов [1].

В настоящей работе представлен анализ технологических трубопроводов, подверженных повышенным уровням вибрации, на примере трубопроводной обвязки существующего объекта. В общем случае источниками вибрации могут являться пульсации давления перекачиваемой среды, тупиковые колебания в ответвлениях трубопроводной обвязки и т.д [2]. На основании информации о режиме работы обвязки выполнено определение потенциальных источников

вибрационного воздействия трубопроводной обвязки. Для дополнительной оценки вероятности возникновения резонансных колебаний в трубопроводной обвязке определена устойчивость трубопроводов к вибрации, вызванной потоком (Flow Induced Vibration – FIV) и к акустической вынужденной вибрации (Acoustic Induced Vibration – AIV) [3]. На основе этого анализа выделен конкретный источник вибрационного воздействия, вызывающий повышенные уровни вибраций трубопроводной обвязки. В конечно-элементном программном комплексе CRIPE создана математическая модель трубопроводной обвязки с учетом ее взаимодействия с опорной системой, определены ее собственные частоты и формы колебаний [4]. При совместном анализе спектра собственных частот трубопроводной обвязки, результатов вибродиагностики и источников вибрационного воздействия выделены собственные частоты, опасно близкие к частотам источников вибрационного воздействия. По результатам анализа сформирован список рекомендаций по изменению опорно-подвесной системы трубопроводной обвязки, приводящий к смещению спектра ее собственных частот колебаний, исключению резонансных колебаний и снижению амплитуд колебаний на частотах вибрационного воздействия.

Список использованных источников

1. Соколинский Л.И., Вибродиагностика технологических трубопроводов нефтегазового комплекса: Учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – 131 с.
2. Бураншин, А. Р. Устранение тупиковой вибрации трубопроводной обвязки компрессорного цеха в условиях эксплуатации / А. Р. Бураншин, Д. А. Годовский, А. П. Токарев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 9. – С. 164-171. – DOI 10.18799/24131830/2019/9/2268.
3. Guidelines for the Avoidance of Vibration Induced Fatigue and Process Pipework, 2nd Edition, Energy Institute, January 2008.
4. Бидерман В. Л. Теория механических колебаний. М.: Высшая школа, 1980. 408 с., ил.

ОЦЕНКА КОМПЛЕКСНОГО ВЛИЯНИЯ УСЛОВИЙ ТРАНСПОРТА ГАЗА НА ПОИСК УТЕЧКИ ПАРАМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

А.А. Козлов

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

Объекты трубопроводного транспорта газа представляют из себя комплексные сооружения, имеющие разветвленную структуру и широкий состав входящих в него элементов [1], поэтому корректная работа программного обеспечения, в том числе систем обнаружения утечек, основанных на параметрических методах, зависит от большого числа параметров: режима работы газопровода, условий его пролегания [2], а также наличия других различного рода конструкционных и технологических особенностей (точек подкачки, отбора газа, местных сопротивлений и т.д.). Ввиду того, что различные факторы влияют на параметры газа по-разному, для изучения влияния сочетаний условий недостаточно изучить влияние каждого условия обособленно, поскольку результаты могут дать не более чем качественную оценку предполагаемого изменения. Таким образом, для наиболее корректной оценки необходимо одновременно учесть большое количество параметров.

В данной работе рассмотрено влияние различных сочетаний условий на погрешность определения утечки газа на магистральном трубопроводе. Утечка моделируется как совокупность расхода, вычитаемого из расхода перекачки, и координаты [3]. В качестве варьируемых параметров условий перекачки выступают количество и координаты местных сопротивлений и точек подкачки или отбора, погрешности датчиков давления, температуры и расхода в начале и конце рассматриваемого участка [4]. По результатам моделирования параметров данные переносятся в блок программы, моделирующий работу системы обнаружения утечек. По результатам моделирования определяется

погрешность обнаружения утечки, производится сравнение с результатами предыдущих исследований [5]. По итогам работы сделаны выводы о влиянии различных сочетаний условий перекачки газа на работу системы обнаружения утечек, основанной на контроле параметров режима перекачки.

Список использованных источников

1. Технологическое оборудование транспорта и хранения газа: Учебное пособие для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» / А. С. Алихашкин, Н. Н. Голунов, С. В. Дейнеко [и др.]. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2023. 153 с.
2. К вопросу о геологических опасностях для магистральных нефтегазопроводов / И. М. Ванчугов, В. В. Жаркова, К. С. Резанов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 1(385). С. 63-72.
3. Козлов А. А., Тухбатуллин Ф.Г. Параметрический метод обнаружения утечек на газопроводах // Трубопроводный транспорт - 2023: Тезисы докладов XVIII Международной научно-практической конференции, Уфа, 16–17 ноября 2023 года. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. С. 100-101.
4. Козлов А. А. Исследование влияния погрешности датчиков давления и расхода на определение координаты утечки параметрическими методами // Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика): Тезисы докладов, Москва, 23–27 октября 2023 года. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, 2023. С. 151-152.
5. Козлов А. А., Александров И.С., Шестаков Р.А. Методика обнаружения координаты утечки газа как способ повышения безопасности и экологичности эксплуатации магистрального газопровода // Экология и промышленность России. 2024. Т. 28, № 8. С. 32-37. <https://doi.org/10.18412/1816-0395-2024-8-32-37>.

КОМБИНИРОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ОТ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ АКТИВНОГО ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗЛОМА

Д.Н. Комаров, Ли Синьхао

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)

им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Трубопроводный транспорт является основным видом транспорта природного газа [1]. Трубопроводный транспорт – это главным образом магистральный транспорт, перекачивающий природный газ на большие расстояния, пересекая различную по геологической структуре местность.

При проектировании трассы нового магистрального газопровода (МГ) стараются выбирать спокойные в тектоническом плане территории, что, к сожалению, не всегда представляется возможным. На практике частыми являются случаи, когда трасса МГ проходит через зоны активных тектонических разломов (АТР).

В течение жизненного цикла эксплуатации магистрального газопровода АТР может периодически проявлять сейсмическую активность, вызывая подземные толчки различной интенсивности, что порождает сейсмические волны различной направленности, которые по достижению оболочки магистрального газопровода, могут ее как в разной мере повредить или вовсе разрушить [2].

Все способы по защите МГ от негативного воздействия активного тектонического разлома в общем виде можно разделить на две большие группы:

- способы, которые применяются при сооружении МГ;
- способы, которые применяются уже при эксплуатации МГ.

К способам, которые применяются на этапе сооружения, можно отнести те способы, которые относятся к конструктивным особенностям сооружения МГ, например:

- применение определенной конструкции траншеи;
- применение труб с повышенной деформационной способностью;
- применение опор.

К способам, которым применяются на этапе эксплуатации, можно отнести те, способы, применение которых может быть заложено как на этапе проектирования МГ, так и уже при его эксплуатации, и при помощи которых проводят мониторинг заданных параметров жизненного цикла трубопровода, например:

- мониторинг произошедших сейсмических событий по трассе трубопровода для оперативного принятия решений [3];
- анализ данных внутритрубной технической диагностики по фактическому положению трассы трубопровода в сравнении с проектным [4];
- применение технических средств для мониторинга напряженно-деформированного состояния МГ;
- мониторинг радиоволнового поля Земли для прогнозирования возможных сейсмических событий по трассе трубопровода [5].

Резюмируя, можно заключить, что способов защиты МГ существует великое множество. Но универсального способа, который решает все необходимые к решению задачи по защите МГ, просто не существует. Поэтому, по мнению авторов, интересным вопросом для дальнейшего изучения является совместное применение способов из двух разных групп на одном объекте. Основными задачами по изучению данного вопроса являются:

- разработка критериев оценки по комбинированию способов защиты, в т.ч. для выявления излишней или недостаточной защиты конкретного объекта от негативного воздействия АТР;

- обоснование применения на конкретном объекте тех или иных способов защиты;
- составление рекомендаций по комбинированию способов защиты на практике.

Список использованных источников

1. Технологическое оборудование транспорта и хранения газа : Учебное пособие для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» / А.С. Алихашкин, Н.Н. Голунов, С.В. Дейнеко [и др.]. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2023. 153 с.
2. К вопросу о геологических опасностях для магистральных нефтегазопроводов / И.М. Ванчугов, В.В. Жаркова, К.С. Резанов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 1(385). С. 63-72.
3. Александров А.А., Ларионов В.И., Гумеров Р.А. Автоматизированная система мониторинга магистральных нефтепроводов на сейсмоопасных участках // Вестник Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана. Серия Машиностроение. 2014. № 5(98). С. 113-126.
4. Напряженно-деформированное состояние газопровода на пересечениях с геодинамическими зонами по данным неоднократной внутритрубной дефектоскопии / Б.Н. Мастобаев, Р.М. Аскарров, С.В. Китаев [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2017. № 6. С. 50-57.
5. Задериголова М.М. Обеспечение геодинамической безопасности газотранспортных систем радиоволновыми методами. М.: Науч. мир, 2009. 397 с.

РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА УСТАНОВКИ ВЫДЕЛЕНИЯ АЗОТНО-ГЕЛИЕВОЙ СМЕСИ

А.В. Коноплева

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Проблема своевременного выявления роста напряжений в криогенном оборудовании при диагностировании – одна из ключевых на сегодня в области переработки газа и требует повышенного внимания. Так как установки выделения азотно-гелиевой смеси эксплуатируются при высоком давлении и криогенных температурах, то существуют риски возникновения напряжений, которые могут привести к потере устойчивости и потере прочности оборудования. Высокий уровень ответственности за специализированным технологическим оборудованием ставит перед газоперерабатывающими компаниями новые задачи в области технического контроля и диагностирования.

В данной работе выполнен анализ научных источников, рассматривающих способ виртуального представления технологического процесса и возможность его использования для моделирования различных сценариев прогнозирования результатов.

В последние годы цифровые двойники становятся все более популярными в нефтегазовой промышленности. Цифровой двойник (Digital Twin) – это виртуальная копия физических объектов и процессов, которые могут использоваться для моделирования, мониторинга и оптимизации [1,2].

Анализ [3] показывает, что применение цифрового двойника способствует выбору оптимального режима работы и уровню загрузки, позволяет ставить виртуальные эксперименты с минимальными рисками и предоставляет возможность отслеживать и прогнозировать изменение состояния объекта с течением его жизненного цикла.

В патенте [4] рассматривается инновационная система «Цифровой двойник», которая интегрирует геолого-технологические модели для оптимизации процессов добычи газа. Система объединяет данные о продуктивных пластах, скважинах и газосборной сети, что позволяет в режиме реального времени отслеживать состояние активов, своевременно реагировать на любые изменения и повышать эффективность добычи, снижая риски. Применение данной модели способствует принятию верных решений при ведении технологического процесса и внедрению современных технологий в нефтегазовую промышленность.

Предлагаемый способ позволит компаниям улучшить качество диагностики и сделать технологический процесс более безопасным и экономически эффективным в современных условиях, требующих быстрого и надежного принятия решений. Данный способ является предпочтительным по сравнению с традиционным методом тензометрии, поскольку метод разработки цифрового двойника позволяет осуществлять мониторинг в реальном времени и получать актуальные данные, что существенно повышает точность диагностики.

Список использованных источников

1. Grieves M. and Vickers J. «Digital Twin: Mitigating Unpredictable, Undesirable Emergent Behavior in Complex Systems», Transdisciplinary Perspectives on Complex Systems, In: Kahlen FJ, Flumerfelt S, Alves A (eds) Springer, 2017, pp. 85–113.
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. Еремин Н.А., Еремин Ал.Н. Цифровой двойник в нефтегазовом производстве // Нефть. Газ. Иновации. 2018. № 12. С. 14–17.
4. Пат. 2 Российская Федерация, МПК E21B 47/00. Система «Цифровой двойник» геолого-технологической модели: продуктивные пласты-скважины-газосборная сеть-пункт переключателей арматуры [Текст] Аксютин О.Е.; заявитель и патентообладатель Открытое

УДК 622.692.4

РЕЗУЛЬТАТЫ МОНИТОРИНГА РАБОТЫ УСТАНОВОК РЕКУПЕРАЦИИ ПАРОВ НЕФТИ И БЕНЗИНА

А.А. Коршак

НТЦ ООО «НИИ Транснефть», Уфа, Россия

По существующим оценкам, совокупные потери нефти и нефтепродуктов от испарения в России составляют более 10 млн т/год. Сократить их из горизонтальных цилиндрических резервуаров на автозаправочных станциях, из танкеров, автомобильных и железнодорожных цистерн можно, только применяя установки рекуперации паров (УРП).

В рекламно-информационных буклетах степень улавливания углеводородов из газовойздушной смеси, достигаемая при применении данных установок, оценивается весьма высоко – до 99 %. Опыт мониторинга УРП на ряде объектов топливно-энергетического комплекса нашей страны, накопленный ООО «НИИ Транснефть», этих цифр не подтверждает [1].

На одном из железнодорожных нефтеналивных пунктов ПАО «Транснефть» эксплуатируется струйно-абсорбционная установка рекуперации паров (САУРПН). Проектная степень очистки парогазовойздушной смеси (ПГВС) от углеводородов составляет 67-93 %. С целью обеспечения пожаровзрывобезопасности САУРПН ее включение происходит при содержании кислорода в ПВС, подаваемой на установку, равном 16,5 % об.

В результате мониторинга установлено, что средняя степень очистки ПВС от углеводородов в весенне-летний период составляет 69,7%, а в осенне-

зимний период – 60,3 %. Однако из-за того, что САУРПН включается не сразу с началом отгрузки нефти, спустя почти 1 час, а также из-за плохой герметизации горловин железнодорожных цистерн, средняя степень улавливания углеводородов составляет: в весенне-летний период - 2,3 %, в осенне-зимний период - 1,7%.

Существенным недостатком САУРПН является очень высокое энергопотребление: на улавливание 1 тонны нефти расходуется в среднем 10315 кВт·ч электроэнергии. Мощность сопоставима с перекачивающей станцией магистрального нефтепродуктопровода номинальным диаметром 350 мм.

На морском нефтетерминале «Шесхарис» эксплуатируется конденсационная установка рекуперации паров ККР4000, предназначенная для улавливания паров экспортного бензина, вытесняемых из танкеров. В результате мониторинга работы ККР4000 по итогам налива 14 танкеров установлено, что из-за недостаточной глубины охлаждения ПГВС степень улавливания паров бензина изменялась от 0,2 до 47,1 %. В 45,9 % случаев степень улавливания паров бензина не превышала 15%, а в 70,9 % случаев – 25 %. Ее средняя величина составила 18,9 %, что свидетельствует о неэффективной работе ККР4000.

Также установлено, что за погрузку одного танкера в среднем улавливается 213,6 кг бензина при удельном расходе ингибитора гидратообразования – 0,237 т и электроэнергии – 1389,8 кВт·ч на 1 т уловленного бензина.

Сравнительно успешно работает адсорбционная УРП (АдУРП) с в одном из портов на Дальнем Востоке. Экспериментально установлено, что в осенне-зимний период степень рекуперации составляет в среднем 70%, а в весенне-летний – около 60%. При этом удельная масса рекуперированного продукта в среднем составила 0,263 кг на 1 тонну отгруженной нефти, затраты электроэнергии - 2543 кВт·ч на 1 тонну уловленной нефти.

Сравнительные показатели работы рассмотренных УРП представлены в таблице 1.

Таблица 1. Сравнительные показатели работы УРП разного типа

Показатели	Название УРП		
	САУРПН	ККР4000	АдУРП
Достигнутая степень улавливания углеводородов, %	2,0	18,9	66,3/95,0 ^{*)}
Удельные энергозатраты на 1 т уловленного продукта, кВт·ч	10315	1389,8	2543

^{*)} над чертой – показатель после нескольких лет эксплуатации активированного угля, под чертой – при использовании нового активированного угля

Видно, что с экологической точки зрения наиболее предпочтительной из рассмотренных установок является адсорбционная УРП. Даже с углем, который использовался несколько лет, она обеспечила степень улавливания углеводородов в несколько раз большую, чем другие. А с новым углем она вообще вне конкуренции.

Полученные результаты мониторинга дают пищу для размышлений по поводу дальнейшего распространения установок рекуперации паров не только в Компании, но и в России в целом. Во-первых, при высоких расходах ПГВС наиболее предпочтительным является применение адсорбционной УРП. Во-вторых, применение САУРПН и ККР4000 не оправдало себя. В-третьих, прежде чем принимать решение о внедрении УРП того или иного типа на объектах не только ПАО «Транснефть», но и топливно-энергетического комплекса России в целом необходимо проводить экспертизу проектных параметров УРП на предмет, с одной стороны, возможности достижения требуемой степени улавливания углеводородов, а с другой, оценки эксплуатационных затрат и осложнений. Квалификация сотрудников ООО «НИИ Транснефть» позволяет это сделать. Подобный подход обеспечит выбор действительно эффективной и экономичной установки рекуперации паров в каждом конкретном случае.

Список использованных источников

1. Коршак А.А. Рекуперация паров нефти и нефтепродуктов. М.: Техносфера, 2024. 416 с.

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО КОНТРОЛЯ
НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ
В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА**

О.В. Крайнева

*Северный федеральный (арктический) университет им. М.В. Ломоносова,
Архангельск, Россия*

Производственный контроль на объектах нефтегазового комплекса играет важную роль в системе обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов. Зарубежный опыт риск-менеджмента, разноуровневого контроля и индивидуального контроля имеет уже историю, исчисляемую десятками лет. В нашей стране нефтегазовые компании активно реализуют подобные технологии последние 15 лет. В докладе рассмотрены результаты производственного контроля одного из нефтетранспортных предприятий, осуществляющего свою деятельность в северном регионе. Приведена оценка эффективности реализации этих программ и результаты повышения уровня промышленной безопасности на объектах нефтетранспорта.

Производственный контроль является частью мероприятий по обеспечению промышленной безопасности и условно относится к части обеспечения безопасности технологического процесса. В то же время производственный контроль включает в себя весь спектр факторов обеспечения промышленной безопасности (экологическая и пожарная безопасность, охрана труда, обеспечение безопасности технологического процесса, сбор, систематизацию и хранение информации и др.), направленных на обеспечение безопасного функционирования ОПО, а также на предупреждение аварий на этих объектах и обеспечение готовности к локализации аварий, инцидентов и ликвидации их последствий.

Предприятия разрабатывают внутреннюю документацию о проведении производственного контроля на основании № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановления Правительства РФ от 18.12.2020 № 2168 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности».

Зачастую производственный контроль реализуется в 4 этапа (уровня). ПК-1 и ПК-2 реализуются непосредственно силами и представителями объекта. ПК-1 проводится ежедневно с использованием типового проверочного листа для каждого объекта контроля (резервуарный парк, печи подогрева нефти, насосные блоки и тд.). На данном уровне как правило выявляется самое большое количество замечаний, ввиду ежедневности проведения. Из выявленных в процессе ПК-1 замечаний являются значимыми порядка 60 %. На ПК-1 приходится самый большой объем работ, связанный в первую очередь с обходом мест и осмотром оборудования. Эффективность проведения производственного контроля первого уровня является 100 %.

ПК-2 проводится 1 раз в 10 дней и реализуется комиссионно. ПК-2 также проводится с использованием типового проверочного листа. В состав подконтрольных объектов входит также проверка правильности и своевременности ведения журналов. Замечания по ПК-2 носят общетехнологический и организационный характер. Данный этап также показал свою высокую эффективность, в первую очередь благодаря присутствию руководителей подразделений, специализирующихся на конкретных объектах.

Высокую эффективность и мотивацию к качественному проведению работ показывает также технология индивидуального вмешательства, когда каждый работник ОПО может заявить об обнаруженном нарушении и несоответствии, а также отметить поощрением (благодарностью.) за проведение работ без замечаний. Возможность отметить поощрение

положительно сказывается как на деятельности организаторов работ, так и исполнителей.

УДК 504.064.36; 551.341; 004.9

ГЕОИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В СЛОЖНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Т.И. Кузнецов, А.И. Барышев, Е.М. Макарычева

ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

ПАО «Транснефть» обладает крупнейшей трубопроводной сетью в России и одной из крупнейших сетей в мире. Часть магистральных трубопроводов (МТ) проходит в зоне вечной мерзлоты и в сложных природно-климатических условиях («ВСТО», «Заполярье – НПС Пур-Пе», «Куюмба-Тайшет», «Пур-Пе – Самотлор», «Тарасовское – Муравленковское», «Холмогоры – Клин», «Уренгой – Холмогоры», «Уса – Ухта» и др. с общей протяженностью более 7 000 км. Их мониторинг выполняется ООО «НИИ Транснефть» с целью систематического наблюдения, измерения и контроля параметров объектов МТ: оснований фундаментов, состояния многолетнемерзлых грунтов, геологических процессов, геометрии и напряженного-деформированного состояния (НДС) МТ.

Результаты выполненных работ (полевые обследования, воздушное и наземное лазерное сканирование, внутритрубная диагностика (ВТД) и др.) вносятся в разработанную ООО «НИИ Транснефть» геоинформационную систему (ГИС), которая имеет встроенные программно-аналитические модули, позволяющие обрабатывать данные проектной, исполнительной документации, результаты обследований и измерений, проводить комплексный анализ

мониторинга, а также его планирование и контроль исполнения. Также реализованы прикладные задачи по подготовке исходных данных для расчетов температуры стенки, изменения положения МТ, его НДС и изменения величины радиусов изгиба трубных секции по уникальным разработанным ООО «НИИ Транснефть» методикам. Данные методики позволяют выполнять оценку текущего и прогнозного состояния объектов МТ.

ГИС Мониторинг обеспечивает процесс геотехнического мониторинга на объектах ЛЧ МТ, а также площадочных объектах и представляет собой информационную систему на картографической платформе. ГИС Мониторинг имеет ряд функциональных особенностей, позволяющих хранить, отображать и обрабатывать данные. ООО «НИИ Транснефть» реализованы по собственным алгоритмам специальные модули и функции, позволяющие решать задачи по определению секций с ненормативным радиусом изгиба и определению геологического строения участка, анализу результатов ВТД на картографической основе, получению исходных файлов проектной, исполнительной документации и результатов инженерных изысканий, планированию и контролю работ по программам мониторинга, разработке заключений и назначению компенсирующих мероприятий [1].

Для функционирования модулей используются результаты мониторинга, размещаемые в базе данных ГИС Мониторинг. При этом реализованы механизмы как автоматизированной загрузки (например, для ВТД), так и ручной ввод. Структура базы, а также созданная система соответствий и линейных координат позволяют выполнять обработку разноформатных данных больших объемов инструментами, реализованными в ГИС Мониторинг.

Необходимость обработки значительного объема информации, получаемой методами лазерного сканирования (ВЛС/НЛС), а также необходимость замещения зарубежных программных продуктов привели к необходимости разработки модулей анализа ВЛС/НЛС.

ГИС Мониторинг позволила объединить разные системы, реализованные для обеспечения безопасной эксплуатации объектов МТ, в том числе систему

контроля сейсмического воздействия на объекты МТ, позволяющую повысить точность определения параметров сейсмособытия, оперативность выполнения расчетной оценки НДС трубопровода и обеспечить принятия верного решения по функционированию объекта после сейсмических воздействий.

ГИС Мониторинг непрерывно совершенствуются как в плане структуры, так и функциональности, в виду развития технологий мониторинга, информационных технологий. Применение технологий 3D обеспечивает прослеживаемость всего жизненного цикла объекта от информационного моделирования до его ликвидации.

Перспективы развития ГИС Мониторинг:

1. Технология автоматизированного создания цифровых 3D-моделей объектов МТ в корпоративных информационных системах ПАО «Транснефть», получаемых по данным лазерного сканирования.

2. Технология искусственного интеллекта управления техническим состоянием МТ для анализа и принятия решений по результатам геотехнического мониторинга.

3. Технология мобильного решения для геотехнического мониторинга объектов ПАО «Транснефть».

4. Технология автоматизированного построения профилей трубопроводов с оптимизацией процесса определения и уточнения планово-высотного положения МТ.

Разработанные ООО «НИИ Транснефть» подходы к организации ГИС Мониторинг являются универсальными и могут быть применены на других протяженных линейных объектах для их информационного обеспечения. ГИС Мониторинг обеспечила «площадку» для развития функциональных модулей, применяемых при проведении оценки текущих и прогнозных состояний объектов МТ и выполнение комплексного анализа результатов геотехнического мониторинга, что позволяет своевременно назначать и применять компенсирующие мероприятия, обеспечивая безопасную эксплуатацию трубопровода.

Список использованных источников

1. Макарычева Е.М., Кузнецов Т.И., Половков С.А., Барышев А.И., Покровская Е.А. 3D-ГИС для сопровождения работ по геотехническому мониторингу объектов магистральных трубопроводов // Наука и технологии трубопровода транспорта нефти и нефтепродуктопроводов. 2020. Т. 10. № 4. С. 342-351.

УДК 532.133, 622.69, 534-8

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ФИЗИКО- МЕХАНИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

С.Е. Кутуков¹, Ф.С. Зверев¹, М.А. Промтов², О.В. Четверткова¹, М.В. Суховой¹

¹ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

²Тамбовский государственный технический университет, Тамбов, Россия

Целью работы является оценка возможности применения физико-механических методов обработки тяжелых и битуминозных нефтей для повышения эффективности их транспортировки по магистральным нефтепроводам.

В рамках выполнения НИР проведены экспериментальные исследования по снижению вязкости нефти на 5-ти методах воздействия [1]:

- обработка электромагнитным полем;
- кавитационная обработка проточным гидродинамическим излучателем;
- микроволновая обработка;
- плазменно-импульсная обработка;
- роторно-пульсационное гидроакустическое воздействие.

По методу обработки нефти электромагнитным полем экспериментальные исследования проводились на установке смесительной однокамерной АВС-22,

в которой основным устройством является аппарат с вихревым слоем, работающий с рабочими телами – магнитными активаторами (электромагнитными индукторами – ферромагнетиками) при заданных режимных условиях (различной интенсивности электромагнитной обработки и частоте переменного тока).

В реализацию метода кавитационной обработки нефти проточным гидродинамическим излучателем образцы нефти были испытаны на экспериментальном стенде ГДКО. При применении гидродинамического способа возбуждения кавитации возникает широкий спектр акустических колебаний, в том числе ультразвуковых, воздействующих на структуру вещества.

Метод микроволновой обработки нефти был опробован на установке для исследования влияния микроволновой обработки нефти на основе устройства микроволнового воздействия МОС5241 с мощностью излучения 2 кВт. Интенсивности обработки формировались за счет мощности и времени микроволнового воздействия.

Эффективность плазменно-импульсной обработки исследовалась на том же наборе образцов нефти для корректного сопоставления результатов. В основе ПИВ-технологии лежит эффект Юткина - периодические импульсы, генерируемые разрядом электрического тока по калиброванному проводнику, который испаряется, порождая пар с высокой плотностью, температурой и давлением. «Образованная при взрыве ударная волна, радиально распространяясь со сверхзвуковой скоростью, оказывает упругое сжимающее и растягивающее воздействие на окружающую среду» [6].

По методу роторно-пульсационного гидроакустического воздействия на нефть экспериментальные исследования влияния гидроакустического воздействия на нефть проводились Тамбовским университетом ТГТУ. Пилотная установка создана на базе роторного импульсного аппарата РИА-150. В процессе обработки нефти в роторном импульсном аппарате (РИА)

обеспечивается многофакторное воздействие на обрабатываемую нефть: гидроакустическое, гидродинамическое и механическое [3.4].

Результаты сравнительного анализа методов воздействия на нефть сведены в таблице [2].

Таблица. Результаты обработки нефтей физико-механическими методами

№ п/п	Название метода воздействия	Снижение вязкости нефти, %			Уд.энерго- затраты, кВт*ч/т
		Ярегская нефть	МН Гурьев- Куйбышев	Смесь «Север»	
1	Роторно-пульсационное гидроакустическое воздействие	7,5	40,0	28,4	0,7-2,7
2	Микроволновая обработка	3,7	5,7	30,2	40-80
3	Обработка электромагнитным полем	5,6	3,9	96,8	1100-1200
4	Импульсно-плазменная обработка	4,3	14,0	28,5	0,1-0,2
5	Кавитационная обработка проточным излучателем	0,4	2,1	3,1	0,1-0,2
6	Горячая перекачка [5] Применение ПТП	30-40 15-30			1,2-1,8 0,7-3,7

Исходя из энергетических затрат на обработку и достигаемого при этом эффекта установлено, что конкурировать с традиционными методами (перекачка с подогревом, применение ПТП) могут плазменно-импульсная обработка и роторно-пульсационное гидроакустическое воздействие.

Список использованных источников

1. Управление реологическими характеристиками нефтей физическими методами воздействия / Сунагатуллин Р.З. и др. // Нефтяное хозяйство. 2021. № 1. С. 92-97.
2. Критерии эффективности физического воздействия на нефть со сложными реологическими характеристиками / М. А. Промтов и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. Т.12. №2. – С. 128-137.
3. Изменение реологических параметров высокопарафинистой нефти при многофакторном воздействии в роторном импульсном аппарате / М. А. Промтов и др.// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов.2020. № 5. С. 76–88.

4. Улучшение реологических параметров нефти гидроимпульсной кавитационной обработкой / С. Е. Кутуков и др. // Нефтяное хозяйство. – 2022, №3. – С. 94-98.

5. Сравнительная оценка эффективности "горячей" перекачки / Гольянов А.И., и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 6. С. 642-649.

6. Плазменно-импульсная технология повышения нефтеотдачи: оценка параметров механического воздействия / А. Ф. Агеев, А. Ф. Пащенко // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – № 3(63). – С. 17-26.

УДК 621.642.84

ПРЕДИКТИВНЫЙ МОНИТОРИНГ ВЫБРОСОВ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Р.Е. Левитин, С.А. Леонтьев

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Стоимость ежегодно испаряющихся углеводородов только в России более 500 млрд руб. При этом официальной транспарентной статистики о выбросах углеводородов от испарения не ведется. Сегодня потери оцениваются с заметной погрешностью по нормам естественной убыли, разработанным в прошлом веке. Методики, используемые в США, имеют ряд значимых отличий от российских, что не позволяет осуществлять их совместное использование в интернациональных компаниях и государственных органах. Большая часть мирового сообщества используют либо напрямую американские стандарты, либо их адаптированные варианты [1, 2]. Для России, при выходе на новые международные и при защите уже освоенных рынков, необходимо, чтобы наши отраслевые нормы были наиболее точными и удобными в использовании. Это позволит одной из ведущих отраслей нашей страны работать эффективнее.

На данный момент в России потери оцениваются по обобщенным нормам естественной убыли. Поэтому нами проводился поиск новых инструментов нормирования выбросов углеводородов из вертикальных стальных резервуаров. Как известно, самый точный результат дало бы прямое измерение потерянных углеводородов. Однако на сегодняшний момент это невозможно. Поэтому предлагается измерять выбросы через изменение концентрации и объема внутри резервуара, которое в свою очередь можно определить разными способами, в том числе через колебания температуры.

Существуют методики определения выбросов паров нефти. Ими пользуются контролирующие органы, экологи для прогноза и оценки воздействия на атмосферный воздух от существующих или проектируемых объектов. И методики для определения потерь от испарения которые получили широкое распространение в академической среде, ими пользуются студенты-нефтяники, представители промышленных предприятий и научные сотрудники для прогноза потерь нефти и разработке мероприятий по их снижению. Они были предложены в разное время отдельными авторами: Ф.Ф. Абузовой, Н.Н. Константиновым, А.А. Коршаком, В. Ф. Новоселовым, В.И. Черникиным [3, 4]. К сожалению, все эти методики имеют значительное количество параметров имеющих большую вариативность, сложны для практической автоматизации и применения.

Список использованных источников

1. Oil Losses Problem in Oil and Gas Industries, Yogyakarta, Indonesia / Y.D. Hermawan, D. Kristanto, Hariyadi // Crude oil – new technologies and recent approaches. – 2021. – 21 p. DOI:10.5772/intechopen.97553.
2. Martínez Cedillo Tomás Guillermo. Recuperación de vapores hidrocarburos en cúpulas de tanques de almacenamiento con un equipo no convencional / Martínez Cedillo Tomás Guillermo. – Méx - ico: Universidad Nacional Autónoma de M éxico, 2010. – 120 p. – Direct text.
3. Модели расчёта мощности выброса углеводородов в атмосферу при транспортировке и хранении нефтепродуктов /Лебедев И.В., Абузова Ф.Ф., Щеглов В.Е. Экология и промышленность России. 2006. No 5. С. 28-29.

4. Коршак А.А., Коршак Ан.А. Оценка вклада повышения объема паровоздушной смеси над объемом закачки в потерях нефти и нефтепродуктов от испарения // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11. – No 4. – С. 452–459.

УДК: 628.287

УДАЛЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ БЕЗ РЕАГЕНТОВ

В.В. Лыков, М.Ш. Минцаев, М.С. Сайдумов, Р.Х. Магамадов,

И.О. Алиев, А. Индербаев

Грозненский государственный нефтяной технический университет

им. академика М.Д. Миллионщикова, Грозный, Россия

Образование твердых солевых отложений (ТСО) на внутренних стенках трубопроводов приводят к его закупорке, простоям, дорогостоящим трудоемким и энергоемким восстановительным работам.

Рациональный вариант – предотвращение образования солевых отложений с помощью ингибиторов солеотложения. Однако, большинство из них являются опасными с точки зрения воздействия на окружающую среду и здоровье человека. В этой связи многие страны ужесточают требования к применяемым реагентам. Производители вынуждены искать альтернативу [1].

Схожие проблемы с образованием ТСО существуют в горно-металлургической и химических отраслях, где в газоочистном оборудовании используются рассолы с концентрацией KCl и NaCl более 60%, способные закупорить трубопровод за 3 недели [2].

Для удаления уже образовавшихся ТСО используются методы:

- химические, - дорогостоящие, не экологичные, разрушающие поверхность труб;

- гидродинамические, с использованием воды под давлением до 800 атм, - работают на коротких участках и не обеспечивающие полное удаление ТСО;

- механический, с разбором трубопровода и удалением ТСО ручным инструментом (кувалдой), – не производительный и архаичный метод, повреждающий трубу снаружи и изнутри;

механический, с использованием скребков, – не работает в трубопроводах сложной конфигурации, переменного сечения, с поворотами, задвижками.

При закупорки отложениями сечения трубы более чем на 50%, в настоящее время не существует методов удаления ТСО [2].

Для удаления ТСО без остановки трубопровода используются в основном химические методы и скребкование, если позволяет конфигурация трубопровода.

В Грозненском Государственном Нефтяном Техническом Университете (ГГНТУ) совместно с компанией ООО «Имплазтех» разработан альтернативный ингибиторам экологически чистый метод удаления ТСО [3,4].

Метод основан на использование электрогидравлического эффекта – образование ударной волны в жидкости при высоковольтном электрическом разряде. Суть метода в том, что ударная волна создается снаружи трубопровода электрогидравлическим разрядом в специальной оснастке с жидкостью (Рисунок 1б, 2в), которая может устанавливаться в любом месте трубопровода, не зависимо от его конфигурации и длины [3].

Технология:

- позволяет удалять ТСО без остановки работы трубопровода;
- максимальная степень перекрытия проходного сечения – 100%!
- предназначена для трубопроводов любой конфигурации и резервуаров;
- работает для всех типов отложений: ТСО, асфальтено-смоло-парафиновые отложения (АСПО), гидраты, цементный камень, лед;
- экологически чистая технология, - не использует ингибиторы.

В настоящее время создана и сертифицирована установка ЭГДУ-ТО для удаления ТСО. Установка располагается на автомобиле типа Газель и может

работать автономно. Проведены лабораторные, промысловые и промышленные испытания, идет внедрение технологии.

Работа метода показана на рисунках 1, 2.



Рисунок 1. Удаление ТСО/АСПО из промыслового нефтепровода АО «Грознефтегаз» (Ø108 мм): а) – ТСО/АСПО в нефтепроводе; б) – оснастка установки и момент удаления ТСО; в) – нефтепровод после обработки



Рисунок 2. Удаление ТСО на АО «ЕВРАЗ-Ванадий» Тула. Участок трубопровода эстакады шламопровода от газоочистки печей плавки. а) ЕВРАЗ-Ванадий Тула; б) – трубопровод с ТСО; в) – установка оснастки; г) – трубопровод после удаления ТСО.

Работа выполнена по Программе ПИШ - «РосГеоТех».

Список использованных источников

1. Валекжанин И. В. Солеобразование в нефтегазовой отрасли и переход в сторону «зеленых» ингибиторов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 61-85. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-61-85>. EDN: VADAXL.
2. Баранов, А.Н., Кутовенко, М.В., Янюшкин, С.А., Коренюгин, К.В. Электромеханическая очистка растворопроводов на Братском алюминиевом заводе // Современные технологии и автоматизации в машиностроении. 2017. №16. С. 61-63.

3. Лыков, В.В. Технология удаления солевых и парафиновых отложений в открытых трубопроводах сложной конфигурации. // Нефтяное хозяйство. 2022. №4. С. 83-86.

4. Лыков, В. В. Безреагентное удаление отложений в трубопроводах / В.В. Лыков, М.С. Сайдумов, Р.Х. Магомадов // Трубопроводный транспорт - 2023 : Тезисы докладов XVIII Международной научно-практической конференции, Уфа, 16–17 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 120-121. – EDN BHCCWF.

УДК 504.064.36; 551.341

ГЕОТЕХНИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В КРИОЛИТОЗОНЕ

Е.М. Макарычева, Т.И. Кузнецов

ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

ООО «НИИ Транснефть» отвечает за организацию работ по геотехническому мониторингу магистральных трубопроводов (далее - МТ) ПАО «Транснефть», расположенных в сложных природно-климатических условиях, в том числе в зоне распространения многолетнемерзлых пород, а также является экспертным органом по достаточности данных для оценки текущего технического состояния объекта, его прогнозирования и разработке компенсирующих мероприятий.

Специфика эксплуатации МТ в сложных природно-климатических условиях, труднодоступность и значительная протяженность их линейной части требуют постоянного совершенствования методов и технологий геотехнического мониторинга. Основной задачей геотехнического мониторинга в нефтетранспортной отрасли является контроль планово-высотного положения трубопроводов и его изменений, в том числе в результате развития криогенных и других геологических процессов на территории прохождения трасс.

Все виды геотехнических обследований, применяемые на объектах МН, делятся на две группы: непрерывного автоматизированного мониторинга и периодического мониторинга. Системы непрерывного мониторинга применяются на участках развития опасных эндогенных и экзогенных геологических процессов. При необходимости дополнительно в программы мониторинга включаются наземные, комиссионные обследования, контроль за состоянием подземных переходов магистральных трубопроводов, контроль за состоянием компенсирующих мероприятий и работы по привязке реперов.

Методы геотехнических обследований во многом определяются спецификой объектов и необходимостью получать точную, актуальную и оперативную информацию об их состоянии, что обеспечивается за счет комплексного применения целой группы методов. Применяются методы традиционной геодезии, геологические, геофизические, гидрометеорологические и рекогносцировочные обследования.

Наша термометрическая сеть насчитывает более 5 тысяч скважин на линейной части МТ и более 1 тысячи скважин на площадочных объектах. Применяются методы мониторинга на основе технологий лазерного сканирования [1]. Контроль работоспособности сезонных охлаждающих устройств (число которых превышает 140 тысяч штук) выполняется ежегодно в зимний период в том числе с использованием тепловизионной съемки.

ООО «НИИ Транснефть» постоянно выполняет поиск новых перспективных методов мониторинга и оценивает возможность их применения для решения наших задач.

В связи с вышесказанным безусловно встает вопрос геодезического обеспечения наблюдательной сети мониторинга. На настоящий момент на объектах магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» внедряется местная автоматизированная геодезическая сеть. Она реализуется на основе постоянно действующих референцных станции и включает в себя целый комплекс автоматизированных систем, в т.ч. спутниковое оборудование (ГНСС приемники), позволяющие получать стабильные спутниковые измерения,

непрерывно 24 часа в сутки 7 дней в неделю. Таким образом обеспечивается требуемая точность привязки результатов обследований и высокая сходимость результатов периодических обследований [2].

Все данные по объектам за период строительства и эксплуатации собираются в базу данных корпоративной 3D ГИС на базе геопортала. Геопортальная технология позволяет получить доступ сотрудников компании к ГИС из любой точки. 3D формат обеспечивается за счет применения результатов наземного и воздушного лазерного сканирования, и внутритрубной диагностики. На базе ГИС реализуются алгоритмы автоматизации и расчетные модули. Данный подход направлен на расширение возможностей комплексного анализа данных в условиях их большого объема.

На базе ГИС реализованы встроенные программно-аналитические модули. Реализуются расчеты текущей и прогнозной температуры стенки МТ, прогнозируются ореолы оттаивания и осадки грунтов в течении всего периода эксплуатации, прогнозируются изменения планово-высотного положения и напряженно-деформированного состояния секций трубопровода.

ООО «НИИ Транснефть» выполняют регулярные расчеты прогнозного и текущего состояния трубопровода, результаты которых сравниваются с предельными значениями и по итогам сравнения применяются либо оперативные компенсирующие мероприятия (например, замена секций нефтепровода), либо плановые мероприятия (например, теплоизоляция, подземные опоры).

Разработки, методики и схемы производства работ реализованные ООО «НИИ Транснефть» позволяют обеспечивать надежную эксплуатацию трубопроводных систем в сложных природно-климатических условиях, в том числе в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Список использованных источников

1. Макарычева Е. М., Ибрагимов Э. Р., Кузнецов Т. И., Шуршин К. Ю. Применение воздушного лазерного сканирования для геотехнического мониторинга

объектов магистрального трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 1. С. 21-31.

2. Куприянов М. С., Гасилин М.П., Макарычева Е. М., Кузнецов Т. И. Организация высокоточной координатной системы на объектах магистральных трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Т. 13. № 6. С. 512–521.

УДК 622.276

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

*Мани Мони, Демин Аким Дмитриевич и Трифонов Денис
Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы,
Москва, Россия*

Разработка комплекса мероприятий по ликвидации и предотвращению аварий на месторождениях с использованием технологии виртуальной реальности (VR) является инновационным подходом, который может значительно повысить безопасность и эффективность работы на подобных объектах. Вот возможные шаги по созданию такого комплекса:

1. Анализ Рисков:

—Проведение детального анализа возможных аварий на месторождении.

—Определение основных точек риска и потенциальных сценариев развития событий.

2. Создание VR-сценариев:

—Разработка сценариев аварий, основанных на реальных данных и анализе прошлых инцидентов.

— Включение различных условий, таких как погодные изменения, снижение видимости и другие факторы.

3. Обучение и тренировка персонала:

— Подготовка интерактивных тренировочных модулей, которые помогут работникам понять правильные процедуры и действия в случае возникновения аварии.

— Регулярные VR-тренировки для всех уровней персонала с возможностью проведения оценки их готовности.

4. Разработка процедур предотвращения аварий:

— Внедрение VR-моделей для обучения сотрудников правильной эксплуатации оборудования и соблюдения процедур безопасности.

— Моделирование ситуаций, которые могут привести к аварии, и разработка стратегий для их предотвращения.

5. Оценка эффективности:

— Сбор данных о ходе тренировок и проведение анализа их эффективности.

— Регулярное обновление VR-системы на основе отзывов пользователей и новых данных.

6. Интеграция с другими системами:

— Синхронизация VR-комплекса с существующими системами мониторинга месторождения для создания более связной системы управления безопасностью.

— Использование данных в реальном времени для адаптации VR-сценариев и совершенствования учебных программ.

7. Поддержка и обслуживание:

— Периодическое обновление контента и технологий VR для соответствия новым стандартам безопасности и технологическим изменениям.

— Обучение IT-специалистов для поддержки и оптимизации VR-системы.

Использование VR в разработке комплексных мероприятий по ликвидации и предотвращению аварий на месторождениях предлагает эффективный способ

уменьшить риски и повысить уровень безопасности за счет реалистичного и интерактивного обучения.

УДК 622.692

**О ВНЕДРЕНИИ СИСТЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ УТЕЧЕК ГАЗА
ИЗ СУХИХ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ УПЛОТНЕНИЙ
ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАГНЕТАТЕЛЕЙ**

К.И. Марасанова¹, С.Е. Степанов¹, А.С. Степанова²,

¹Нижегородский государственный технический университет

им. Р.Е. Алексеева, Нижний Новгород, Россия

²Уфимский государственный нефтяной технический университет,

Уфа, Россия

Нефтяная и газовая отрасль занимает одно из ведущих мест в экономике России. Ведётся разведка и разработка новых месторождений. В настоящее время наблюдается большой интерес к созданию экологически безопасных производств. Многие предприятия активно пытаются снизить выбросы углеводородов в атмосферу. Для многих предприятий важно исключить выбросы углеводородов в атмосферу. Решения данной проблемы, с помощью внедрения системы утилизации утечек, позволяет снизить потери энергоресурсов и повысить экологическую безопасность. Для того, чтобы наиболее рационально использовать легкогорючие природные газы, которые представляют собой смесь сразу нескольких компонентов, необходимо их разделить.

На сегодняшний день существует множество способов по разделению газовой смеси. Технологии утилизации газовых смесей развиваются с целью сокращения выбросов вредных веществ в атмосферу и повышения

эффективности использования ресурсов. Существует несколько способов разделения метановой смеси на составные компоненты, включая абсорбционные, адсорбционные, мембранные и криогенные методы. Эти методы широко используются в промышленных технологиях, но имеют свои недостатки. Например, абсорбционные и адсорбционные установки требуют постоянной регенерации адсорбента, что приводит к высоким финансовым затратам. Мембранные установки также требуют постоянной замены или очистки фильтрующих элементов, чтобы поддерживать производительность. Криогенные технологии потребляют высокую энергию для охлаждения сырья. В связи с этим, перспективным направлением является разработка иных технологий разделения газометановой смеси, которые лишены этих недостатков.

Метод гидратации предлагает более всесторонний и эффективный подход. Используя силу гидратообразования, этот метод может преодолеть ограничения представленных методов, обеспечивая более точные и надежные результаты. Кроме того, метод гидратации более гибкий и адаптивный, позволяя ему приспосабливаться к меняющимся обстоятельствам и требованиям. Процесс газогидратного разделения азотно-метановой смеси включает в себя создание газогидратов, которые могут быть использованы для эффективного разделения компонентов смеси. При достижении подходящих условий давления и температуры, в присутствии воды, начинается процесс формирования газогидратов. Молекулы метана захватываются в кристаллическую решетку воды, образуя стабильные газогидраты.

На рисунке 1 представлена установка, способная к разделению газовой смеси с помощью режима гидратации.

Основными элементами установки являются термостатируемые реакторы. Газовая смесь по газопроводу поступает ресивер, а далее смесь с помощью компрессора доходит до необходимого давления ($\sim 2,6$ МПа). Параллельно этому процессу осуществляется охлаждение реактора с помощью трубок подачи воды и отвода воды до $T=0,5^{\circ}\text{C}$. Подача воды через

распылительные форсунки предназначена для увеличения поверхности соприкосновения газа и жидкости, а также для снижения температуры жидкости методом дросселирования. Процесс гидратации метана протекает в реакторе.

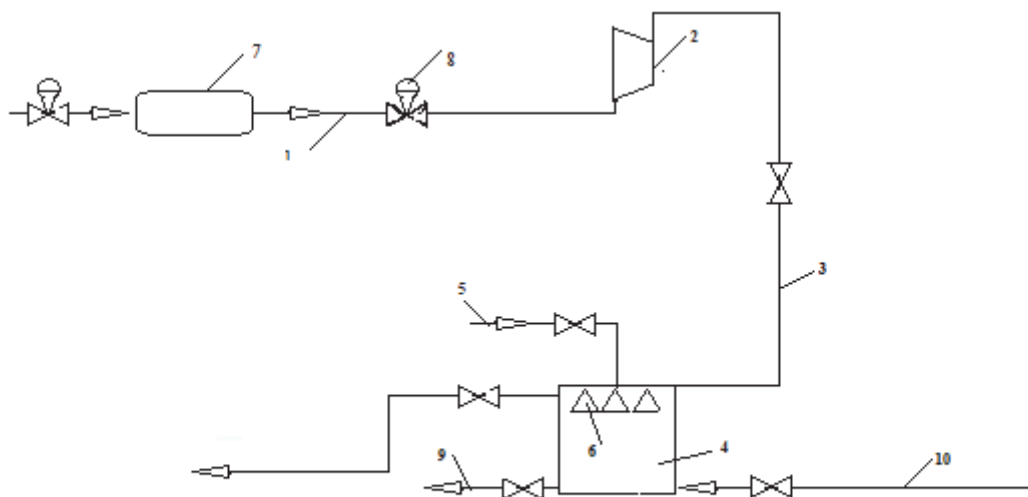


Рисунок 1. Схема установки газогидратного способа разделения газа
1-подача сходного газа; 2- поршневого компрессор; 3 — подача сжатого газа в реактор; 4- реактор; 5- подача воды для распыления; 6 — распылительная форсунка; 7 — ресивер; 8 — регулирующий клапан; 9 — отвод охлаждающей воды, 10 – подвод охлаждающей воды.

Газогидраты метана и азота образуются и разлагаются при различных условиях. Используя это свойство, можно изменять давление и температуру для того, чтобы сначала образовать газогидраты метана, а затем, изменяя условия, отделить их от азота. После разделения компонентов, газогидраты метана разлагаются обратно в метан и воду, что позволяет извлечь чистый метан. Очищенный метан собирается и хранится в подходящих условиях для дальнейшего использования, например, как топливо или сырье для химической промышленности.

Далее на рисунке 2 представлены зависимости температур гидратообразования метана и сопутствующих газов. Из рисунка видно, что гидратация метана будет при 0°C и давлении 2,6 МПа, а азот также с температурой 0°C и давлением 10 МПа.

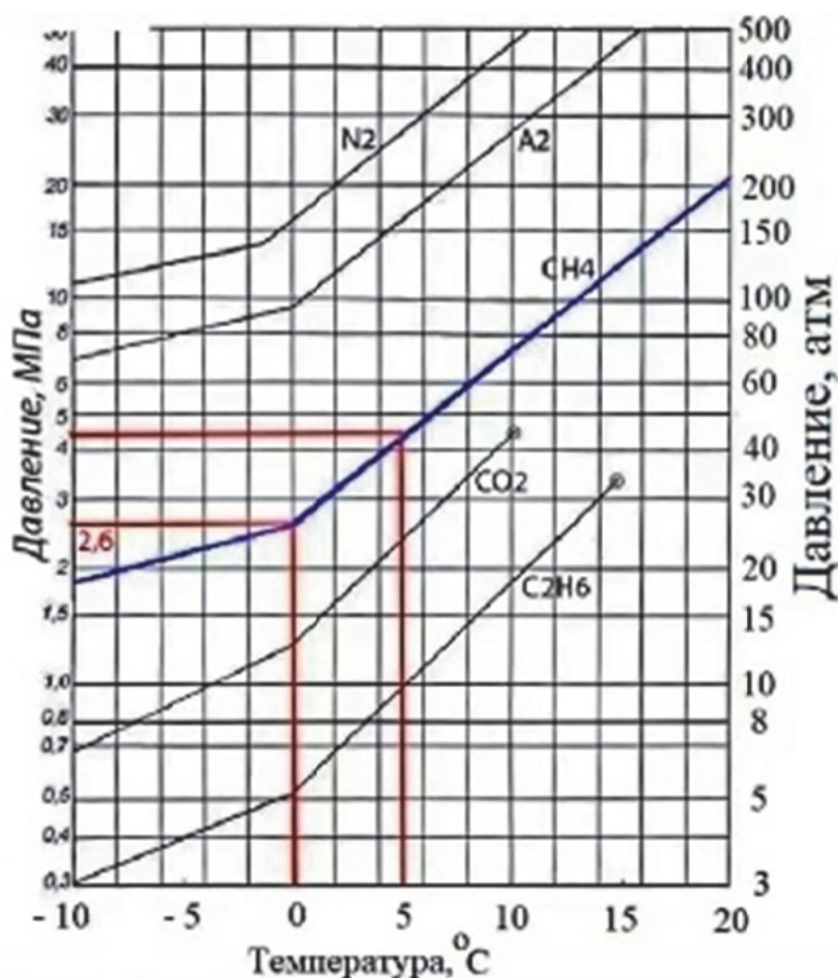


Рисунок 2. Линии трехфазных равновесий «газ-вода-гидрат» для чистых газов

В результате проведенной работы была разработана схема, соответствующая заданным параметрам. Этот процесс включал в себя анализ требований и условий, что позволило создать оптимальное решение, учитывающее все необходимые аспекты. Разработанная схема демонстрирует высокую эффективность и надежность, что подтверждается соответствием установленным критериям. В дальнейшем планируется тестирование и возможная доработка схемы с целью повышения ее функциональности и

адаптации к изменяющимся условиям. Таким образом, достигнутые результаты открывают новые перспективы для дальнейшего исследования и практического применения.

УДК 622.691.4

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ УЧЕТА ПЕРЕКАЧИВАЕМОГО ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ

О.Ф. Маркова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Измерение расхода и контроль качества газа, транспортируемого по магистральным газопроводам, – одни из наиболее актуальных задач для газотранспортных предприятий.

Цель: сравнение эффективности ультразвуковых расходомеров с турбинными расходомерами для системы учета природного газа.

Первым мы рассмотрели турбинный расходомер, в нем под воздействием потока газа колесо турбины приводится во вращение, число оборотов которого прямо пропорционально протекающему объему газа. Число оборотов турбины через понижающий редуктор и газонепроницаемую магнитную муфту передается на находящийся вне газовой полости счетный механизм, показывающий (по нарастающей) суммарный объем газа при рабочих условиях, прошедший через прибор [2].

К достоинствам турбинных расходомеров относят энергонезависимость, а также стабильность коэффициента преобразования в самом широком диапазоне числа Рейнольдса потока газа (калибровка на воздухе при нулевом избыточном давлении, работа на газе при рабочем давлении). Помимо этого турбинные расходомеры имеют надежную конструкцию и просты в обслуживании.

К недостаткам следует отнести: наличие динамической погрешности в прерывистом (пульсирующем) режиме работы и требования к равномерности потока газа [2].

Ультразвуковые расходомеры имеют принцип работы, который основан на измерении разницы во времени прохождения сигнала. При этом два ультразвуковых сенсора, расположенные по диагонали напротив друг друга, функционируют попеременно как излучатель и приёмник. Таким образом, акустический сигнал, поочередно генерируемый обоими сенсорами, ускоряется, когда направлен по потоку, и замедляется, когда направлен против потока. Разница во времени, возникающая вследствие прохождения сигнала по измерительному каналу в обоих направлениях, прямо пропорциональна средней скорости потока, на основании которой можно затем рассчитать объёмный расход. А использование нескольких акустических каналов позволяет компенсировать искажения профиля потока [1].

Два чувствительных элемента П1 и П2 (рисунок 1) расположены на противоположных сторонах корпуса под определённым углом к направлению потока. Пьезоэлементы работают попеременно как приёмник и как передатчик.

Ультразвуковые расходомеры имеют ряд преимуществ, таких как высокую точность измерений, возможность измерения в широком диапазоне скоростей потока, отсутствие подвижных частей, что обеспечивает долговечность работы и низкую чувствительность к внешним воздействиям [2].

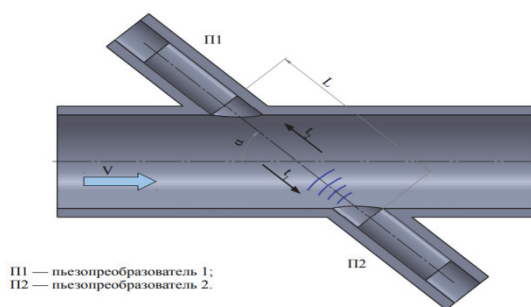


Рисунок 1. Принцип работы ультразвукового расходомера

Ультразвуковые расходомеры также характеризуются и рядом недостатков, а именно:

- зависимость собственной скорости ультразвуковых колебаний от физико-химических свойств измеряемой среды;

- скорость потока усредняется вдоль ультразвукового пучка, а не по сечению трубы.

Последний фактор вынуждает снабжать конструкцию дополнительными датчиками или отражателями, что делает расходомер более сложным, возрастает вероятность ошибки работы при выходе из строя датчиков системы.

На основе произведенного анализа были составлены итоговая таблица анализа различных типов расходомеров.

Таблица 1. Сравнительная характеристика расходомеров в зависимости от среды измерения

Тип устройства (расходомеры)	Допустимая погрешность	Диапазон температур, °С	Максимальное давление, МПа	Диаметр труб, мм
Ультразвуковые	$\pm 0,1 \dots 1\%$	-40...+200	25	150...1420
Турбинные	$\pm 1 \dots 2\%$	-40...+150	10	150...1420

В рамках данной работы был осуществлен анализ турбинных и ультразвуковых расходомеров, выделены достоинства и недостатки каждого из данных устройств учета газа. Ультразвуковые расходомеры газа имеют ряд преимуществ над турбинными расходомерами, включая более высокую точность, меньшее падение давления, устойчивость к загрязнению. Эти преимущества делают ультразвуковые расходомеры более эффективным выбором для измерения расхода газа в магистральных газопроводах.

Список использованных источников

1. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества. Л.: Машиностроение, 1975. 776 с.
2. Карякин Е.А., Багров П.Н., Брук Л.К., Гордеева Р.П., Грак Д.Г. Промышленное газовое оборудование. - 6-е изд. - Саратов: Научно-исследовательский центр промышленного газового оборудования «Газовик», 2013. - 81 с.

К ВОПРОСУ О ПРИЧИНАХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ НА ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

Ю.С. Матвеева¹, И.М. Ванчугов²

*¹ Калининградский государственный технический университет,
Калининград, Россия*

*² Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)
им. И.М. Губкина, Москва, Россия*

Современные трубопроводные системы сбора и транспортировки добываемой на месторождении нефти до установки подготовки скважинной продукции к магистральному транспорту являются одним из основополагающих звеньев ее добычи.

Обеспечение безопасной, безаварийной и бесперебойной работы промысловых трубопроводов является критически важной задачей добычи углеводородов, а, следовательно, и их поставок потребителям [1]. Одной из основных задач обеспечения безопасной эксплуатации промысловых трубопроводных систем является оперативное обнаружение, локализация и устранение утечек перекачиваемого продукта, которые могут привести не только к экономическим потерям добывающих компаний, но и к серьезным экологическим катастрофам [2], что характерно не только для промысловых трубопроводных систем сбора, но и для магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов [3,4].

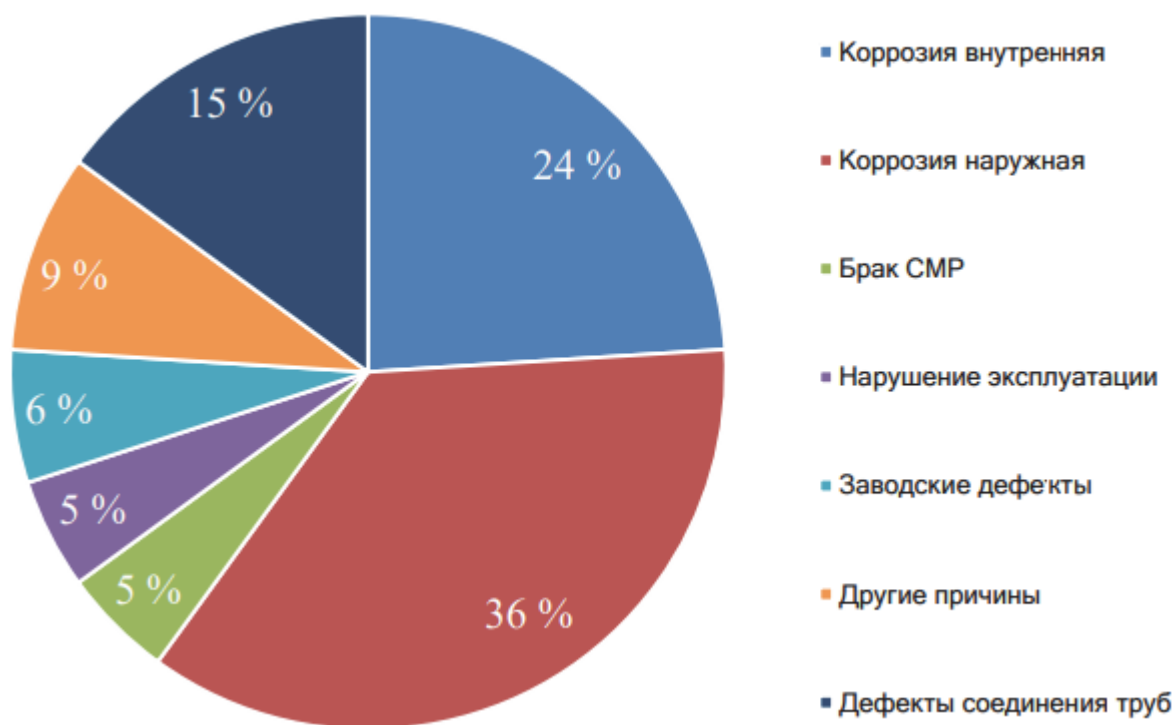


Рисунок 1. Основные причины отказов промышленного трубопроводного транспорта [5]

Одной из основных причин возникновения утечек из промышленных трубопроводов и, как следствие, их отказов являются коррозия порядка 60%, а также дефекты соединения труб – 15%, остальные 25% приходятся на заводские дефекты, брак сварочно-монтажных работ, нарушение условий эксплуатации и другие [5]. Такой существенный вклад коррозионных процессов в общую статистику отказов связан с весьма агрессивной перекачиваемой средой, в которую могут входить помимо углеводородов вода, различные соли и механические примеси, а также растворенные в нефти газы.

Стоит отметить, что по причине большого вклада коррозионных процессов в возникновение нештатных ситуаций на промышленных трубопроводах одним из способов обеспечения их безопасной, безаварийной и бесперебойной работы является разработка новых и совершенствование существующих методов защиты как от внутренней коррозии, так и от внешней.

Однако не стоит забывать про тот факт, что на сколько бы не была совершенная защита от коррозии, полностью ее устранить не получится, а также что нарушение герметичности промысловых трубопроводов может возникать по другим причинам. В связи с вышесказанным наравне с совершенствованием с защиты как коррозии актуальной задачей обеспечения безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов является совершенствование существующих и разработка новых методов, алгоритмов и средств обнаружения утечек.

Список использованных источников

1. Протасов В.Н., Кершенбаум В.Я., Штыков О.О. Планирование и обеспечение качества технических систем нефтегазового комплекса. Нефтепромысловые трубопроводы. – М.: Национальный институт нефти и газа, 2020. 448 с.
2. Разработка алгоритма принятия решений при ликвидации разлива нефти или нефтепродуктов на участке подводного перехода магистрального трубопровода / И. М. Ванчугов, В. В. Жаркова, Е. А. Мельникова, Р. А. Шестаков // Экология и промышленность России. 2024. Т. 28, № 2. С. 38-48. DOI 10.18412/1816-0395-2024-2-38-48.
3. Поляков В.А., Шестаков Р.А. Влияние ответвления на режим перекачки нефти по трубопроводу // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2014. № 2(275). С. 33-42.
4. Жаркова В.В., Ванчугов И.М., Шестаков Р.А. Разработка мер по экологическому мониторингу технологического участка магистрального нефтепродуктопровода Рязань-Москва // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2022. № 5(308). С. 62-69. DOI 10.33285/2411-7013-2022-5(308)-62-69.
5. К вопросу о коррозии промысловых трубопроводов / С.М. Ватузов, И.М. Ванчугов, К.С. Резанов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. № 5(145). С. 106-122. DOI 10.17122/ntj-oil-2023-5-106-122.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫНОСА ГАЗОВОЗДУШНОГО СКОПЛЕНИЯ ИЗ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

И.Ф. Махмудова, Р.Р. Ташбулатов, И.Ф. Кантемиров,

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Газовоздушные скопления в магистральных трубопроводах нефти и нефтепродуктов представляют собой серьезную проблему, оказывая негативное воздействие на показатели эксплуатации трубопроводных систем. Их появление связано с понижением давления в трубопроводе ниже уровня давления насыщения, что приводит к выделению газа из нефти или нефтепродукта [1]. Изменение давления происходит как по длине трубопровода, так и при изменении режимов перекачки. Несмотря на подготовку нефти и нефтепродуктов, т.е. приведение их качества к нормативным требованиям, в нефти и нефтепродуктах всегда присутствует какая-то часть растворенного газа, который может постепенно скапливаться на наклонных нисходящих участках трубопровода со смещенной точкой фазового равновесия. Также в высоких точках профиля трубопровода может быть защемлен воздух, оставшийся в процессе заполнения трубопровода нефтью.

Существующие методы борьбы со скоплениями включают увеличение скорости потока, использование очистных устройств и повышение давления в трубопроводах. Однако эти методы могут быть неэффективны или экономически нецелесообразны в условиях низких скоростей потока или недогруженных трубопроводов [2].

Предлагаемая новая концепция основана на использовании специальной «выносной» партии нефти или нефтепродукта, содержащей химические реагенты, такие как противотурбулентные присадки (ПТП) и поверхностно-активные вещества (ПАВ). Использование ПТП позволит повысить скорость на границе газовоздушной и жидкой фаз за счет изменения профиля скоростей, а

также за счет повышения числа Рейнольдса на локальном участке трубопровода с газовоздушным скоплением. Для удержания оторвавшихся пузырей в потоке жидкости предлагается их вспенивать с помощью ПАВ и удерживать их в маленьких объемах. Эта методика особенно актуальна для трубопроводных систем, в которых невозможно увеличить скорость потока в период между очистками или на участках, не имеющих возможности пропуска очистных устройств.

Для оценки эффективности предложенного метода в программном пакете COMSOL Multiphysics было выполнено предварительное численное моделирование процесса выноса газовоздушного скопления (рисунок 1). Геометрические параметры модели соответствуют лабораторному стенду, на котором планируется проведение экспериментов для верификации полученных данных. В качестве модельной жидкости используется трансформаторное масло, а заземленное скопление представляет собой воздух.

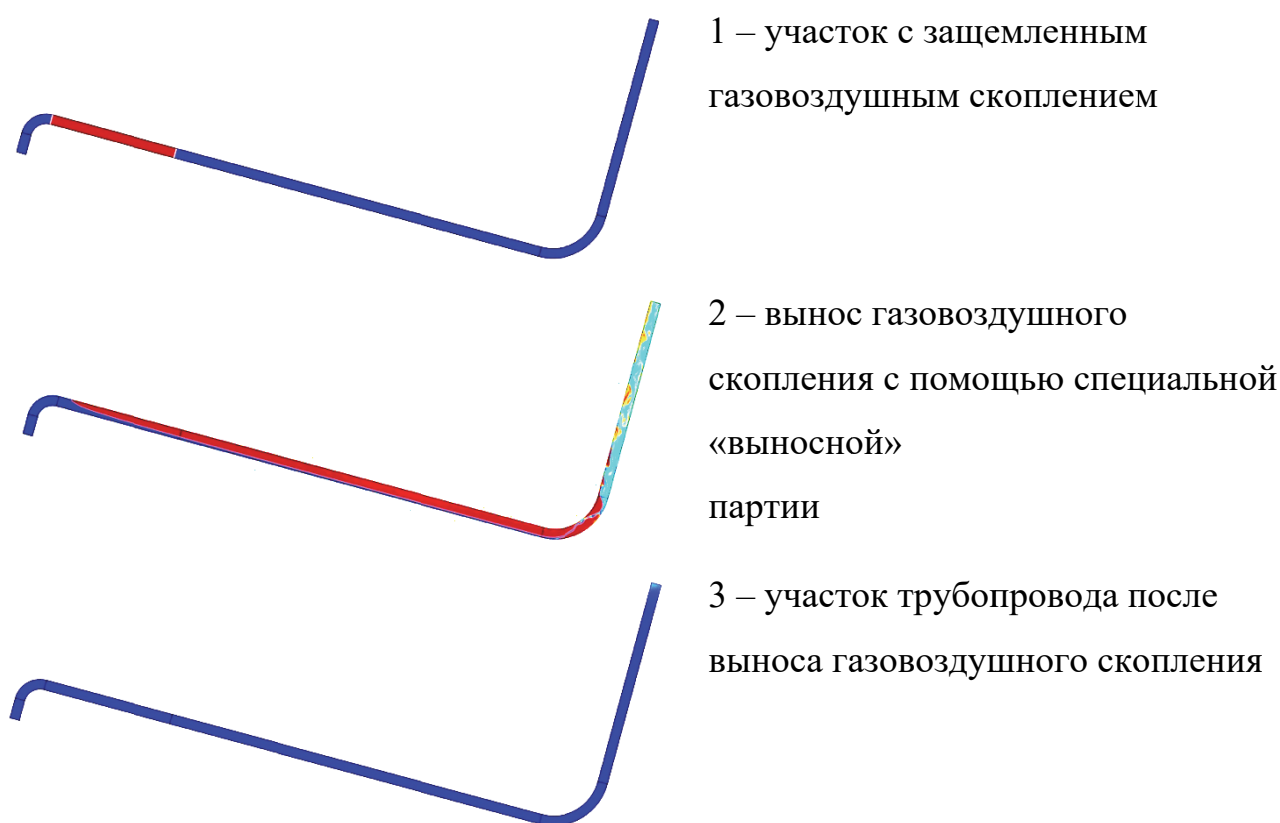


Рисунок 1. Модель выноса газовоздушного скопления специальной выносной партией

Таким образом, концепция использования специальной партии перекачиваемого продукта с добавлением противотурбулентных присадок и поверхностно-активных веществ представляет собой перспективное решение проблемы удаления газовоздушных скоплений из трубопроводных систем нефти и нефтепродуктов. В дальнейшем планируется доработать модель процесса и провести эксперименты для разработки методики, которая позволит оптимизировать условия выноса скоплений, улучшить эксплуатационные показатели трубопроводов и снизить затраты на их обслуживание. Будет определен объем партии и эффективная концентрация присадки и ПАВ. Ожидается, что полученные результаты помогут создать более эффективные и экономически обоснованные технологии эксплуатации трубопроводных систем в различных условиях, включая низкие скорости потока и участки с ограниченными возможностями для использования очистных устройств.

Список использованных источников

1. Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Гусейнов В.Г., Мусеибли П.Т. Влияние газовыделения на гидравлические характеристики течения жидкости в трубопроводе // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. – № 2. – С. 19-22.
2. Кутуков С.Е., Бахтизин Р.Н. Гидродинамические условия существования газовых скоплений в трубопроводах // Нефтегазовое дело. – 2003. – № 1.

**ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ АВТОНОМНОГО
ЭНЕРГО-ГАЗОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТРИГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК
В РОССИИ**

К.А. Мингазева¹, Р.М. Каримов¹, М.Е. Дмитриев¹, Т.Р. Кускильдін²

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

² *ПАО «Газпром газораспределение Уфа», Уфа, Россия*

Проект автономного энерго-газоснабжения удаленных потребителей в России нацелен на создание эффективной системы, обеспечивающей независимое и устойчивое энергоснабжение с использованием тригенерационных установок. Основные преимущества включают снижение зависимости от централизованных сетей, уменьшение выбросов CO₂, повышение энергоэффективности и сокращение эксплуатационных затрат. Это решение особенно актуально для удаленных регионов с дефицитом энерго мощностей и проблемами подключения к центральным системам. Разработка базируется на партнерствах с энергетическими компаниями, муниципалитетами и застройщиками, что способствует успешной коммерциализации проекта и устойчивому развитию регионов [1].

Существующая энергетическая система России сталкивается с рядом вызовов, среди которых особое место занимают дефицит мощностей и перегрузка централизованных сетей, особенно в удаленных районах. Проблемы, связанные с высоким уровнем потерь при транспортировке электроэнергии, ухудшаются сложностью прокладки и последующей эксплуатации сетевого хозяйства в труднодоступных местах. Одновременно наблюдается значительный уровень выбросов CO₂ из-за использования угля и нефтепродуктов. Альтернативой таким традиционным системам является

автономное снабжение на основе тригенерационных установок, которые работают на природном газе и позволяют обеспечить потребителей энергией, теплом и холодом.

Традиционная система энергоснабжения характеризуется малым КПД и высокими потерями энергии, а также значительным воздействием на экологию. Россия занимает четвертое место в мире по выбросам CO₂, причем около 50% приходится на использование угля и нефтепродуктов. Переход на природный газ позволит сократить выбросы углекислого газа на 30%, что особенно актуально в рамках реализации Федерального закона "Об ограничении выбросов парниковых газов" от 02.07.2021 N 296-ФЗ.

Предлагаемые тригенерационные установки способны одновременно производить тепло, электроэнергию и холод, что делает их перспективным решением для удаленных районов. Использование перепада давления на газораспределительных пунктах для сжижения природного газа позволяет создать аварийный запас, который обеспечивает устойчивость системы и автономное энергоснабжение в случае перебоев. Это особенно актуально для сельских регионов, где около 20% пашен остаются неиспользованными из-за проблем с электроснабжением [2].

Для успешного внедрения тригенерационных систем необходимо развитие партнерских отношений с крупными энергетическими и газовыми компаниями, такими как ПАО "Газпром". Эта компания может предоставить ресурсы и инфраструктуру для реализации проекта, включая поставку природного газа и мощности газораспределительных пунктов. Важную роль также могут сыграть муниципалитеты и застройщики, которые заинтересованы в альтернативном энергоснабжении для частных домов и вахтовых поселений.

Экономическая эффективность внедрения тригенерационных систем заключается в снижении эксплуатационных затрат и повышении устойчивости энергоснабжения. Начальные затраты на установку сопоставимы с затратами на классическую систему, однако последующая эксплуатация оказывается более выгодной благодаря экономии на топливе и более высокому КПД.

Проведенные расчеты показали, что срок окупаемости тригенерационных установок составляет около 12,5 лет.

Стоимостная эффективность достигается за счет сокращения стоимости энергии для конечного пользователя в долгосрочной перспективе. Децентрализация энергоснабжения позволяет минимизировать потери при транспортировке энергии и снизить затраты на поддержание сетевой инфраструктуры, что особенно важно для удаленных регионов. Дополнительно аварийный запас СПГ обеспечивает независимость от внешних поставок и стабильность энергоснабжения.

Внедрение тригенерационных систем способствует устойчивому развитию удаленных регионов России. Снижение затрат на энергоснабжение позволяет направить ресурсы на развитие социальной инфраструктуры, улучшение качества жизни населения и поддержку сельского хозяйства. Снижение выбросов вредных веществ и уменьшение теплового загрязнения водоемов также положительно влияет на экологическую ситуацию в регионах.

Использование современных технологий тригенерации и создание аварийного запаса СПГ повышают устойчивость системы и обеспечивают стабильное энергоснабжение даже в условиях нестабильности внешних поставок. Проект ориентирован на повышение уровня газификации и использование природного газа, что позволит увеличить внутреннее потребление газа в условиях снижения экспорта.

Список использованных источников

1. Макаров, А.А. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 [Текст] / А.А. Макаров, Т.А. Митрова, В.А. Кулагина // ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. – 210 с.
2. Рачевский, Б.С. Сжиженные углеводородные газы / Б.С. Рачевский – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. – С. 531–554.

**ИНТЕГРАЦИЯ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ С МОДЕЛЬНОЙ
УСТАНОВКОЙ - СПОСОБ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ
ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ ТРУБОПРОВОДНЫМ
МЕТОДОМ.**

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

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

*²Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия*

Современное общество сталкивается с проблемами в энергетике, что делает эффективную транспортировку углеводородов особенно важной. Трубопроводный транспорт, основной метод доставки нефти и газа, требует постоянного улучшения технологий. Одним из перспективных направлений является внедрение методов машинного обучения для анализа больших объемов данных и оптимизации процессов перекачки.

Экспериментальные модели, имитирующие условия работы трубопроводных систем, предоставляют данные для анализа. В комбинации с машинным обучением такие модели открывают новые возможности для повышения эффективности и надежности трубопроводного транспорта. Машинное обучение помогает улучшать прогнозирование потоков, выявлять аномалии и оптимизировать работу насосов [1, 2].

Эта работа сосредоточена на использовании современных алгоритмов машинного обучения для анализа данных из модельной конфигурации. Основная цель — разработка комплексного подхода к повышению эффективности и безопасности транспортировки углеводородов.

Анализ данных будет проводиться на Python, что обеспечит использование различных библиотек и инструментов машинного обучения.

Python позволяет выполнять сложные вычисления, обрабатывать большие объемы данных и создавать точные модели для оптимизации перекачки углеводородов. Использование библиотек, таких как Pandas, NumPy, SciPy, Scikit-learn, TensorFlow и Keras, позволит достичь значительных результатов в исследовании и оптимизации трубопроводных систем.

Для исследования применения машинного обучения в оптимизации процессов перекачки углеводородов с использованием модельных установок можно выделить несколько ключевых методов:

- Регрессия: линейная регрессия предсказывает значения (например, расход нефти или давление в трубопроводе) на основе других переменных, в то время как полиномиальная регрессия моделирует нелинейные зависимости.
- Деревья решений: позволяют создавать модели, которые интерпретируют и предсказывают поведение системы по набору правил.
- Методы ансамблирования: случайный лес (Random Forest) объединяет деревья решений для повышения точности, а градиентный бустинг (Gradient Boosting) улучшает предсказания за счет последовательного обучения.
- Классификация: логистическая регрессия применяется для бинарной классификации (например, утечка), а метод опорных векторов (SVM) — для обработки многомерных данных.
- Нейронные сети: подходят для моделирования сложных зависимостей и работы с большими данными, включая временные ряды.
- Кластеризация: помогает сегментировать данные для выявления паттернов и аномалий.
- Анализ временных рядов: модели ARIMA и LSTM используются для прогнозирования зависимостей, таких как давление и расход в трубопроводе.
- Алгоритмы оптимизации: генетические алгоритмы и градиентный спуск помогают найти оптимальные параметры системы.

Модельные установки собирают разнообразные экспериментальные данные в реальном времени, что улучшает понимание процессов перекачки.

Получаемые данные могут включать гидродинамические параметры (давление, расход, температура), химический состав углеводородов, энергетические затраты на перекачку и влияние внешних факторов [3, 4].

Сочетание машинного обучения с модельными установками существенно улучшает энергоэффективность трубопроводной перекачки, позволяя оптимизировать работу насосов, предотвращать аварии и выбирать материалы. Это не только повышает эффективность процессов, но и снижает углеродный след, способствуя устойчивым технологиям в энергетике. В условиях глобальных вызовов и перехода к устойчивому энергетическому развитию, такие инновации становятся ключом к обеспечению безопасного и эффективного энергетического будущего.

Список использованных источников

1. Миннахметов, Ф. Ф. Применение нейронной сети в использовании модельной установки магистрального трубопровода для улучшения расчетной проработки объектов добычи и транспортировки нефти / Ф. Ф. Миннахметов, Я. А. Юрченко, Н. Р. Гафуров // Tatarstan UpExPro 2024 : Сборник научных трудов по материалам VIII Международной молодежной научной конференции, Казань, 11–14 апреля 2024 года. – Новокузнецк: Издательство "Знание-М", 2024. – С. 163-166.

2. Исследования промышленных ПАВ-полимерных композиций на транспортировку углеводородов / Е. В. Харитонов, Н. Р. Гафуров, Я. А. Юрченко [и др.] // Транспорт и хранение углеводородов : Тезисы докладов V Всероссийской научно-технической конференции молодых учёных, Омск, 26 апреля 2024 года. – Омск: Омский государственный технический университет, 2024. – С. 46-50.

3. Гафуров, Н.Р. Лабораторный стенд для испытания противотурбулентных присадок / Н.Р. Гафуров, Я.А. Юрченко, Ф.Ф. Миннахметов // Tatarstan UpExPro 2024 : Сборник научных трудов по материалам VIII Международной молодежной научной конференции, Казань, 11–14 апреля 2024 года. – Новокузнецк: Издательство "Знание-М", 2024. С. 157-159.

4. Гриненко, Ю.К. Важность применения прогнозной аналитики для повышения эффективности деятельности предприятия / Ю.К. Гриненко // Столыпинский вестник. 2022. Т. 4, № 3. EDN OYILNS.

ОБОГРЕВАЕМЫЙ ПРОВОД ДЛЯ БОРЬБЫ СО СНЕЖНЫМ ПОКРОВОМ НА РЕЗЕРВУАРЕ

Д.И. Муртазин, Д.Р. Насртдинова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Проблема снежного покрова на крышах резервуаров возникает при выпадении обильных осадков в период отрицательных температур окружающего воздуха.

1. Увеличение веса конструкции, снег может значительно увеличить массу, которую должны выдерживать крыши резервуаров. Это может привести к структурным повреждениям или даже обрушению, если вес окажется критичным.

2. Проблемы с доступом. Снежный покров затрудняет доступ к крыше для проведения обслуживания и ремонтов. Это может привести к задержкам в реакции на потенциальные проблемы.

3. Проблемы с качеством хранимого продукта. Если снег попадает внутрь резервуара, это может негативно сказаться на качестве хранимого продукта, если не предусмотрены соответствующие меры предосторожности.

4. Увеличение затрат на обслуживание. Для предотвращения последствий накапливающегося снега могут потребоваться дополнительные инвестиции в системы удаления снега или укрепление конструкции, что приведет к повышению эксплуатационных расходов.

Для решения проблемы можно использовать следующие методы:

Нанесение антиобледенительного покрытия. Для этого используют специальные материалы и химические реагенты, которые удаляют снеговой и ледяной слой.

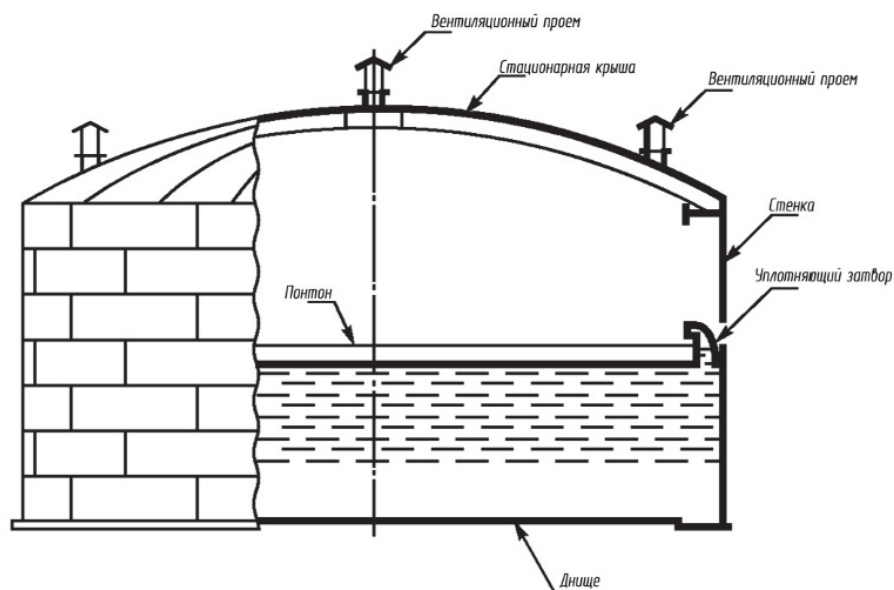


Рисунок 1. Схема резервуара вертикального с понтоном

Управление снежным покровом на крышах резервуаров является важной задачей для обеспечения безопасности и эффективности работы всей системы. Необходимы регулярные проверки и проактивные меры для минимизации рисков, связанных с накоплением снега.

Обогреваемый провод для борьбы со снежным покровом на резервуаре представляет собой эффективное решение для снижения потерь тепла и предотвращения накопления снега и льда, что обеспечивает надежную работу оборудования в зимних условиях. Установка системы электрического обогрева способствует поддержанию оптимальной температуры резервуара, минимизируя риск повреждений конструкции и снижая затраты на обслуживание, а также увеличивая безопасность эксплуатации. Эта технология позволяет значительно улучшить эксплуатационные характеристики резервуаров, особенно в регионах с суровыми климатическими условиями.

Системы электрообогрева резервуаров в первую очередь созданы для минимизации тепловых потерь в окружающую среду. Кроме того, они помогают избежать изменения фаз продукта, контролировать необходимую вязкость и поддерживать установленные температуры.

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. 154 с.

УДК: 552.578.2.061.3

СИНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ КРЕМНЕЗЕМНОГО АЭРОГЕЛЯ И НАНОЖИДКОСТИ SDS НА ХРАНЕНИЕ CO₂ И ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ – НА ПРИМЕРЕ 2-го ПАЧКИ ФУ В ПРОГИБЕ ЦИНЬТУН, БАССЕЙН СЕВЕРНОГО ЦЗЯНСУ

Мяо Цзяньюй, Мани Момени

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

Запасы сланцевой нефти в Китае занимают одно из первых мест в мире, но здесь не хватает проектов по добыче сланцевой нефти. В отличие от Соединенных Штатов, которые добились промышленной эксплуатации и добычи сланцевой нефти, разработка традиционных нефтяных месторождений постепенно вступила в стадию «узкого места». Поскольку ситуация в мире продолжает меняться, мировые цены на сырую нефть также постоянно колеблются. Китайская нефть по-прежнему сильно зависит от импорта. Поэтому то, как эффективно разрабатывать внутреннюю сланцевую нефть, также определяет будущую энергетическую структуру и развитие страны. Разведка сланцевой нефти в бассейне Субэй началась поздно, но потенциал ее разработки огромен. В последние годы Sinopet провела повторную оценку запасов сланцевой нефти в бассейне Субэй и обнаружила, что в районе Цинтон Саг ведется разработка сланцевой нефти. Бассейн Субэй занимает площадь 420 квадратных километров, а запасы сланцевой нефти составляют 350

миллионов тонн, что демонстрирует хорошие перспективы разведки и разработки этого района и открывает стратегическую позицию для преобладания ресурсов сырой нефти в регионе. Бассейн Субэй в Китае.

Сланцевая нефть во второй пачке Фу во впадине Цинтонг имеет глубину залегания 3500–4100 м и геотермический градиент 3,68 °С/ч. Она принадлежит к нормальной геотермальной системе. Коэффициент пластового давления составляет 1,2–1,5. принадлежит месторождению сланцевой нефти высокого давления. Плотность измельченной сырой нефти составляет 0,8381~0,8997 г/см³ со средним значением 0,8731 г/см³. Вязкость измельченной сырой нефти при 50 °С составляет 11,45~292,14 мПа·с со средним значением 79,90 мПа·с; температура замерзания составляет 24~41 °С, среднее значение 32 °С, содержание серы составляет 0,08 % ~0,51 %, среднее значение 0,24 %, содержание воска 16,85 % ~19,98. %, при среднем значении 18,36%. Сланцевая нефть во втором участке Фу является малосернистой, легкой и средней нефтью, физические свойства сырой нефти в более глубокой вогнутой зоне лучше, а качество нефти более легкое. Коэффициент газ-нефть составляет 30~80 м³ / т. Содержание метана в растворенном газе сырой нефти составляет 83,74%~89,66 %, в среднем 86,07%, содержание этана - 5,82 % ~ 8,16 %, в среднем 86,07 %. 7,03 %; содержание пропана 1,24 % ~ 2,49 %, среднее содержание 1,89 %, содержание углекислого газа 2,77 % ~ 3,53 %, среднее содержание 3,15 %.

Аэрогели кремнезема обладают следующими свойствами: пористая структура с открытыми порами, сверхнизкая концентрация и высокая пористость, теплоизоляция и пористые наночастицы, которые, как ожидается, улучшат стабильность пены, одновременно улучшая адсорбцию и растворимость СО. В условиях высокой температуры и высокого давления тепловое движение молекул СО₂ разрушает стабильность пены. Изолирующий слой, состоящий из наночастиц аэрогеля кремнезема, замедляет передачу тепла СО внутри пузырьков, тем самым улучшая стабильность пены при высоких температурах. Пена SDS сохраняла свою сферическую форму до и после

сжатия и имела значительно более толстую пленку. Эти наблюдения показывают, что НЧ аэрогеля кремнезема способствуют механическому повышению стабильности пены.

Таблица 1. Физические свойства сланцевой нефти во второй пачке свиты Фунин в прогибе Цинтонг бассейна Субэй

кэштег	глубина/m	плотность/(g·cm ³)	динамическая вязкость(50 °C)/(mPa·s)	Содержание серы/%
SY3-7HF	3 636~3 815	$\frac{0.8681 \sim 0.8883}{0.8781}$	$\frac{31.54 \sim 292.14}{108.15}$	$\frac{0.17 \sim 0.35}{0.25}$
SD1	3 826~3 952	$\frac{0.8791 \sim 0.8987}{0.8881}$	$\frac{40.04 \sim 118.37}{67.18}$	$\frac{0.16 \sim 0.51}{0.34}$
QY1	4 015~4 165	$\frac{0.8381 \sim 0.8700}{0.8500}$	$\frac{11.45 \sim 26.64}{16.98}$	$\frac{0.08 \sim 0.26}{0.14}$

Примечание: Значение дробей в таблице $\frac{\text{максимальное значение} \sim \text{минимальное значение}}{\text{среднее значение}}$

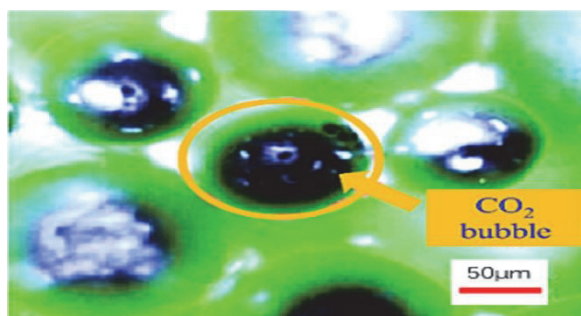


Рисунок 1. CLSM-изображение пены кремнеземного аэрогеля и ДСН

Синергетический эффект увеличивает растворимость CO_2 . Этот эффект контраста плотности обусловлен тем, что когда ДСН используется отдельно для вытеснения нефти, CO_2 преимущественно мигрирует вверх, а не ДСН мигрирует вниз, что препятствует стабильному образованию пены. Низкая вязкость НЧ кремнеземного аэрогеля позволяет им адсорбировать молекулы ДСН и мигрировать вверх по пласту. CO_2 также предпочтительно сопровождает NP и SDS, диффундируя в верхнюю часть, обеспечивая там более устойчивое образование пены.

Угол контакта — это параметр, который характеризует гидрофильные и гидрофобные свойства жидкости. Если угол контакта слишком мал, наночастицы будут слишком гидрофильными, и чем больше угол контакта, тем сильнее гидрофобность; более сильная адсорбционная способность наночастиц на границе раздела воздух-жидкость, что может замедлить дренаж жидкой пленки и улучшить стабильность пены .

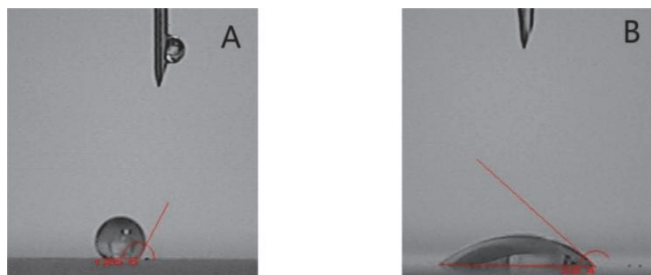


*Рисунок 2. (А) Контактный угол гидрофобных наночастиц,
(Б) Контактный угол гидрофильных наночастиц*

На основе сбора данных о конкретной сланцевой нефти во 2-й пачке впадины Циньтун было проведено компьютерное моделирование собранных данных. В то же время аэрогель кремнезема и ДСН были использованы для молекулярно-динамического моделирования и фазового анализа нефти. Моделирование и данные сравниваются для анализа результатов добычи нефти при обычном заводнении газом CO_2 , обычном SDS в сочетании с заводнением углекислым газом и кремнеземном аэрогеле-SDS в сочетании с заводнением газом CO_2 . В то же время программное обеспечение для геологического моделирования. завершила разработку резервуара. Наконец, он анализирует геологические повреждения и эффекты накопления, чтобы лучше обеспечить хранение углерода.

Список использованных источников

1. Юаньсю Сунь, Чжэнъян Цзя, Бо Ю, Вэй Чжан, Липин Чжан, Пин Чен, Лу Сюй, Прогресс исследований наночастиц, повышающих стабильность пены углекислого газа и способствующих хранению углекислого газа: обзор, Журнал химической инженерии, том 495, 2024, 153177, ISSN 1385-8947.
2. Тэн Лу, Чжаомин Ли, Липин Ду, Синергетическое воздействие аэрогелей кремния и наножидкостей SDS на связывание CO₂ и повышение нефтеотдачи, Журнал химической инженерии, том 476, 2023, 146589, ISSN 1385-8947.
3. ZAN Ling, BAI Luanxi, YIN Yanling, ZHANG Wanlu. Основные характеристики и анализ генезиса сланцевой нефти во втором члене палеогеновой формации Фунинг в прогибе Циньтун, бассейн Субэй [J]. PETROLEUM GEOLOGY & EXPERIMENT, 2023, 45(2): 356-365. doi: 10.11781/sydz202302356.

УДК 629.58 +004.94

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РОБОТИЗИРОВАННЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ПОДВОДНЫХ СООРУЖЕНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

*О.А. Насибуллина, Е.А. Тигулев, Т.В. Малинина
ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия*

Мониторинг трубопроводов и нефтяных сооружений для компании «Транснефть» имеет ключевое значение для обеспечения безопасности и надежности. Особое внимание следует уделить диагностике подводных конструкций, которые подвергаются воздействию множества природных и техногенных факторов, что делает применение современных технологий контроля неотъемлемой частью их защиты. Регулярные обследования с участием опытных водолазов позволяют не только выявлять потенциальные

угрозы, но и предотвращать аварийные ситуации, которые могут обернуться экологическими катастрофами.

С целью недопущения ухудшения технических и эксплуатационных характеристик сооружений в процессе их эксплуатации и обеспечения соблюдения необходимых требований безопасности и охраны окружающей среды организациями системы Транснефть на регулярной основе проводится осмотр и мониторинг ряда гидротехнических сооружений (далее – ГТС), таких как причальные стенки, причальные эстакады, рейдовые перегрузочные комплексы, оградительные сооружения, судоподъёмные сооружения, судоходные каналы. Одной из основных задач мониторинга является оценка состояния подводных ГТС и их защита от коррозии. В настоящее время для мониторинга объектов системы «Транснефть» используются традиционные методы визуального контроля, осуществляемые с участием водолазов, что сопряжено с рисками для жизни и здоровья специалистов, непосредственно выполняющих работы. Эти методы позволяют получать достаточно точные данные о состоянии сооружений, а также планировать необходимые работы по их ремонту.

На сегодняшний день появились инновационные подходы к мониторингу подводных объектов, в частности, использование автономных необитаемых подводных аппаратов, преимущество которых заключается в исключении человека из процесса обследования, увеличении объема получаемой информации, записи информации, машинной обработки результатов осмотров. В России несколько компаний активно развивают подобные технологии, в их числе АО «НПП ПТ «Океанос» и Севастопольский государственный университет.

АО «НПП ПТ «Океанос» на протяжении более двух десятилетий занимается разработкой и производством морских робототехнических систем и комплексов, а также их элементов, предназначенных для проведения океанографических, экологических, подводно-технических, аварийно-спасательных и специализированных водолазных работ [1].

Ученые Севастопольского государственного университета создали телеуправляемый необитаемый подводный аппарат «Херсонес» (далее – ТНПА «Херсонес»), который предназначен для обследования донной среды и подводных сооружений в акваториях различного типа [2]. Исследование ГТС системы «Транснефть» с помощью ТНПА «Херсонес» представляет собой важный шаг к обеспечению их надежности и безопасности. Подводный аппарат, обладающий уникальными возможностями для подводного наблюдения и инспекции, позволяет проводить всестороннюю диагностику объектов, находящихся на значительных глубинах и в сложных условиях.

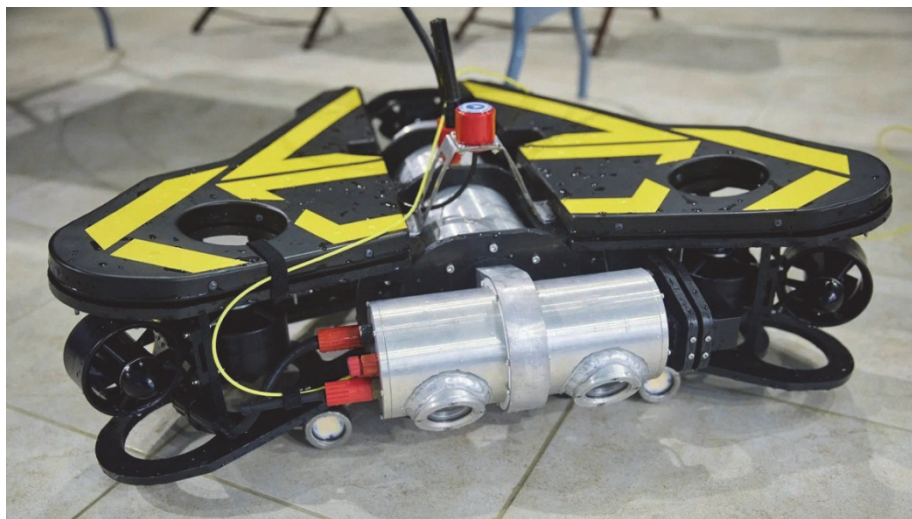


Рисунок 1. Телеуправляемый необитаемый подводный аппарат «Херсонес»

ТНПА «Херсонес» заменяет человеческий труд в подводных работах в части выполнения водолазных работ при обследовании подводных частей ГТС. Процесс мониторинга технического состояния ГТС включает выявление дефектов и оценку их влияния на техническое состояние элемента сооружения. Работниками организации системы «Транснефть» регулярно осуществляется технический осмотр ГТС, который проводится не реже одного раза в месяц. Периодичность для каждого конкретного сооружения устанавливается программой мониторинга с учетом технического состояния ГТС и результатов предыдущих технических осмотров и обследований. Часть работ по

мониторингу технического состояния ГТС, осуществляемых работниками организации системы «Транснефть», возможно заменить на мониторинг с применением ТНПА «Херсонес».

Использование телеуправляемых систем значительно снижает риски для водолазов, исключая необходимость их непосредственного нахождения в водной среде. Исключительная маневренность и возможность работы в различных условиях делают ТНПА «Херсонес» важным инструментом мониторинга подводных сооружений.

Список использованных источников

1. Анализ рынка интеграторов РТК России – URL: <https://robotunion.ru/56integ> (дата обращения 01.09.2024).
2. СевГУ готовит к серийному производству подводный аппарат «Херсонес» – URL: https://www.sevsu.ru/novosti/item/sevgu_gotovit_k_seriynomu_proizvodstvu_podvodnyy_apparat_khersones/ (дата обращения 31.10.2024).

УДК 622.692.4.052

МЕТОДЫ И ПОДХОДЫ К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ОТКАЗОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

О.В. Аралов, И.В. Буянов

ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

С развитием науки и технологий инженерного дела заказчики технологического оборудования (далее – ТО) ужесточают к ним потребительские требования при одновременном соблюдении условий минимизации эксплуатационных издержек. Наибольшим образом указанные требования распространяются на оптимизацию показателей надежности ТО. Таким образом, обеспечение надежности ТО в зоне оптимальных

операционных затрат становится сложной проблемой, а последствия ненадежности (являющиеся трудно оценимыми в стоимостной форме) могут привести к различным чрезвычайным ситуациям, в том числе гибели людей.

Авторами предложены подходы, базирующиеся на основных положениях теории надежности¹ ТО, применяемые для минимизации рисков появления отказов в системе трубопроводного транспорта нефти на примерах систем измерений количества и показателей качества нефти, как наиболее сложных комплексных устройств, а также другого оборудования. Сформированная проблема обеспечения надежности заключается в необходимости создания завершённого математического аппарата, обеспечивающая взаимосвязь между организационно-техническими и научно-исследовательскими мероприятиями в процессе обслуживания оборудования и оценки его соответствия заявленным Заказчиком требованиям. В качестве инструмента решения принимается разработанный математический аппарат, состоящий из 3 методик и 7 решаемых задач и направленный на осуществление прогноза за состоянием оборудования как на этапе производства, так и на этапе устойчивой эксплуатации.

В общем виде разработанный математический аппарат и его алгоритм использования представляют собой единую методологию управления качеством ТО на разных стадиях жизненного цикла (см. рисунок 1). Как видно из рисунка 1, основные семь задач из представленной выше декомпозиции сведены в три методики, распределённые по двум стадиям жизненного цикла.

На этапе производства решаются две задачи, объединённые в методику №1: задача определения полной вероятности возникновения дефектов скрытого заводского характера ($P_{з/д}$); задача определения факторов, влияющих на возникновение скрытых заводских дефектов.

¹ ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.

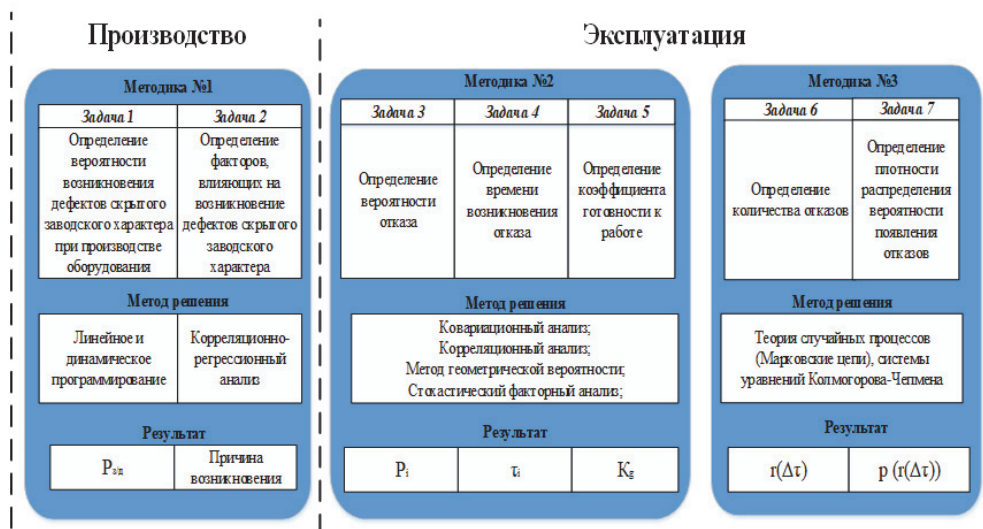


Рисунок 1. Схема основных подходов к прогнозированию отказов ТО

Для решения задач Методики № 1 (этап производство), выбраны и обоснованы в работе [1] – применение методов линейного и динамического программирования, корреляционно-регрессионный анализ. Результатами решения данных задач являются: полная вероятность заводского дефекта и вероятностная причина его возникновения.

На этапе эксплуатации решается пять задач, объединённых в две методики (методика № 2 и методика № 3). Методика № 2 включает в себя три задачи: определение вероятности отказа ТО P_i ; определение вероятностного времени возникновения отказа τ_i ; определение текущего коэффициента готовности ТО к работе K_g .

В процессе проведённых исследований для решения данных задач обоснованы и применены следующие методы: ковариационный и корреляционный анализ, метод геометрической вероятности, стохастический факторный анализ. Результатами решения являются выведенные и обоснованные авторами зависимости для расчёта вероятности наступления отказа P_i , вероятностном времени его наступления τ_i и коэффициента готовности СТС K_g . Методика №3 включает в себя две задачи: определение количества отказов на этапе эксплуатации $r(\Delta\tau)$; определение плотности

распределения вероятностей потока отказов $P(r(\Delta\tau))$. Методы решения: теория случайных процессов (марковские цепи). Результатами решения являются количество и плотности распределения потоков отказов на всём интервале эксплуатации ТО $r(\Delta\tau)$; $P(r(\Delta\tau))$.

Для решения перечисленных задач, авторами разработаны соответствующие математические модели, проведены апробации этих моделей на реальных исходных данных, получена, требуемая при инженерных расчётах, сходимость результатов.

Список использованных источников

1. Аралов О.В. Методология управления качеством оборудования в магистральном трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов: дис. ... докт. техн. Наук: 25.00.19 – УГНТУ, Уфа, 2017 – 480 с.

УДК 622.692.4.052

КОНЦЕПЦИЯ ЦИФРОВОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ПРОДУКЦИИ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

И.В. Буянов, С.И. Вьюнов

ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Управление качеством продукции, включая сертификацию в трубопроводном транспорте нефти, как процесс, базирующийся на отраслевых стандартах, является перспективным направлением для применения цифровых (умных) технологий. При этом, в настоящее время, отсутствуют действующие методологии и нормативные документы, регламентирующие процессы проведения SMART-сертификации.

Любой стандарт, существующий в виде файла, например, в формате PDF, является машиночитаемым, поскольку для его чтения используется компьютер. Однако, с практической точки зрения, это «машинное чтение» ничего не даёт: с помощью компьютера можно только открыть файл, а понимает и трактует его человек - для машины это бессмысленный набор символов. Дальнейшая автоматизация всех областей экономики требует именно машинопонимаемых документов - то есть содержащих структурированные данные, понятные компьютеру. Следующая ступень - это SMART-стандарты, которыми информационные и киберфизические системы будут руководствоваться при непосредственном взаимодействии, под контролем, но без прямого участия человека.

В данной связи, настоящая концепция направлена на цифровизацию отраслевой системы оценки соответствия продукции, применяемой в трубопроводном транспорте нефти и создания методологии проведения SMART-сертификации, в том числе:

- автоматизации процесса формирования SMART-стандартов, а также цифровых шаблонов для создания технической документации (далее – ТД) заводов-изготовителей и совершенствования процесса внесения изменений в ТД;
- автоматизации процесса анализа ТД и сокращения сроков его проведения;
- минимизации количества ошибок экспертов при проведении сертификации;
- сокращение времени сертификации оборудования при сохранении её качества.

Планируемого результата можно достичь при помощи:

- установления необходимого и достаточного перечня оборудования, оказывающего критическое влияние на безопасность транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам и создания цифровых

(SMART) версий отраслевых документов по стандартизации такого оборудования;

- разработки типовой цифровой (SMART) версии ТД на оборудование, применяемое в трубопроводном транспорте нефти (ТУ, ПМИ), типовой программы анализа состояния производства, акта анализа состояния производства, протокола испытаний оборудования, экспертного заключения по результатам анализа ТД;

- разработки программно-технического комплекса (информационной системы) для проведения цифровой (SMART) сертификации оборудования;

- создания цифровой модели инспекции производства, проведения испытаний, производства и приёмки оборудования, применяемого в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов.

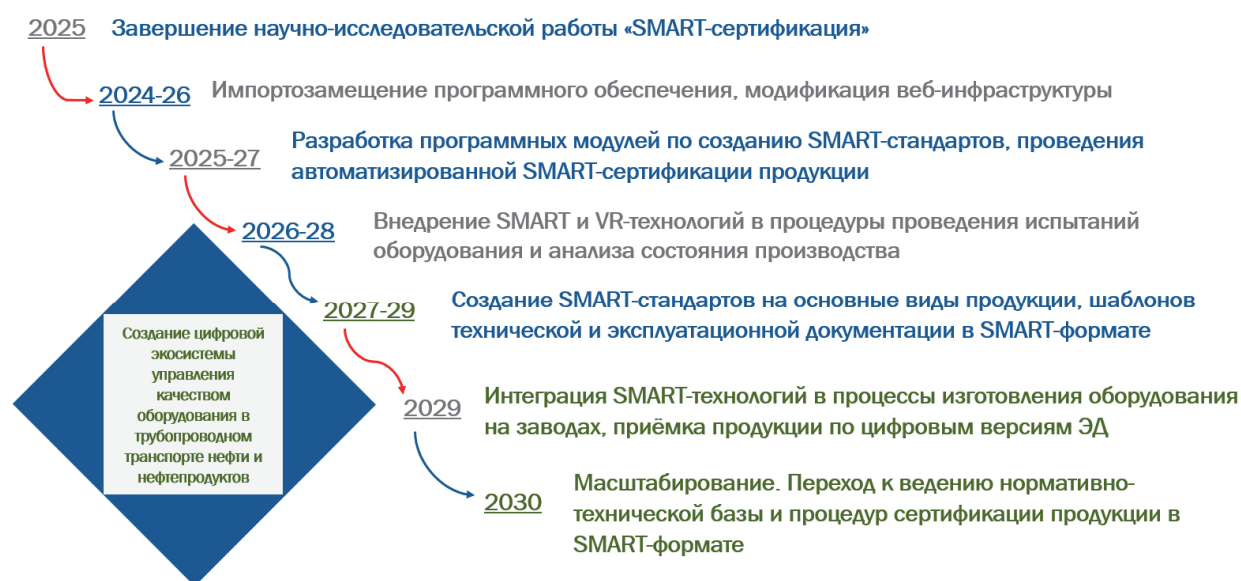


Рисунок 1. Основные этапы цифровизации

Учитывая изложенное, в данной концепции предлагаются принципиально новые методы проведения сертификации оборудования. Основой разрабатываемого методологического аппарата является идея создания необходимого и достаточного набора машиноинтерпретируемых и машиночитаемых отраслевых документов по стандартизации, выполненных на

языке разметки и форматирования файлов для хранения, передачи и восстановления данных, обрабатываемых в программно-техническом комплексе с целью подтверждения показателей качества оборудования. Результаты, полученные в ходе применения предлагаемых технологий, позволяют автоматизировать и контролировать процессы производства оборудования, вносить необходимые корректировки в техническую документацию производителей оборудования на всех этапах сертификации и последующей эксплуатации.

Список использованных источников

1. Автоматизированный контроль процессов оценки соответствия продукции, применяемой в ПАО «Транснефть»/О.В.Аралов, И.В.Буянов, С.И. Вьюнов, А.А.Рублев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018.№ 4. С. 426-435.
2. Применение паттернов при автоматизации процессов оценки соответствия продукции/О.В.Аралов, И.В.Буянов, С.И. Вьюнов, А.А. Рублев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. № 2. С. 214-223.

УДК 620.179

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТЕКТОРНЫХ СПЛАВОВ В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННЫХ ВЫЗОВОВ

Н.Н. Глазов, С.В. Суровенков

ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

В работе представлены результаты анализа основных эксплуатационных параметров протекторных сплавов, влияющих на эффективность электрохимической защиты стальных сооружений нефтегазовой отрасли. При постановке исследовательской задачи было проведено сравнение значений

токоотдачи протекторных сплавов на основе магния, содержащихся в Российских и зарубежных нормативных документах, и ее фактической величиной, зависящей от плотности тока растворения. Результаты проведенных лабораторных исследований позволили уточнить общеизвестную зависимость ISO 15589-1 в диапазоне испытательного тока до $0,3 \text{ мА/см}^2$, получены экспериментальные данные значительного снижения фактической токоотдачи более чем в 2 раза относительно значений, принимаемых при проектировании. В работе обсуждаются результаты численного моделирования срока эксплуатации протекторных сплавов на основе Mg, Zn и Al, при различных токах растворения.

В процессе исследований выполнен анализ реального эксплуатационного тока протекторных установок в системах катодной защиты магистральных трубопроводов. В работе представлены статистические данные, демонстрирующие преимущественную работу Mg-протекторов при токе менее $0,01 \text{ мА/см}^2$, именно этим объясняется преждевременная потеря работоспособности установок протекторной защиты в реальных условиях.

В работе представлены результаты исследований сплавы на основе Zn и Al, приведены обоснования об их возможной альтернативе широко применяющимся Mg-сплавам. Представлены сравнительные расчеты срока службы указанных протекторных сплавов и экономической целесообразности их применения в текущих условиях санкционного давления для систем электрохимической защиты стальных подземных сооружений.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПОЛЯРНОЙ ТУНДРЫ НАО К НЕФТЕЗАГРЯЗНЕНИЯМ

М.Г. Губайдуллин

*Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова,
Архангельск, Россия*

В случае аварий на трубопроводах при транспортировке нефти в первую очередь загрязнению подвергается верхняя часть геологической среды (ГС), сложенная, как правило осадочными отложениями четвертичного возраста. Характер техногенного воздействия во многом определяется устойчивостью ГС, т.е. способностью четвертичных отложений противостоять вертикальному проникновению нефтезагрязнения, поступившего с земной поверхности [1]. Такая экологическая реакция проявляется за счет совместного функционирования сорбционных и экранирующих барьерных свойств пород. В условиях НАО, где развиты многолетнемерзлые породы (ММП), особенности пространственного распределения загрязняющих веществ в основном зависят от литологического состава четвертичных отложений и глубины сезонно-талого слоя. Эти факторы выступают в качестве природных геохимических барьеров (ГХБ), способных ограничивать миграцию поступающих сверху нефтяных загрязнений в латеральном (горизонтальном) и радиальном (вертикальном) направлениях [2,3].

В качестве примера рассмотрена территория северной части вала Сорокина, которая характеризуется преобладанием высокеемких сорбционных барьеров-концентраторов в виде торфяных субстратов. Породы легкого гранулометрического состава занимают наименьшую площадь распространения, и в основном приурочены к прибрежной зоне площади, где подвергаются процессам прилива-отлива морских вод.

Действие экранирующего барьера определяется глубиной оттаивания пород, ниже которой и будут залегать льдонасыщенные ММП, рассматриваемые в качестве барьеров-экранов. Наименьшей глубиной оттаивания характеризуются развитые на данной территории полигональные торфяники, к которым приурочена высокольдонасыщенная сливающаяся мерзлая толща (льдистость торфа 60-80 %). Кровля ММП (0,35-0,5 м) служит эффективным мерзлотным барьером-экраном на пути миграции нефтяного загрязнения по вертикали.

В зоне приливов-отливов на побережье Печорского моря развиты отрицательно-температурные, засоленные, не мерзлые породы с отдельными линзами мерзлых пород, приуроченных к глинистым прослоям. В связи с этим лайды и пляжи можно охарактеризовать как наиболее уязвимые к загрязнениям участки.

По пространственному распределению ГХБ были установлены следующие степени устойчивости геологической среды, имеющие исключительно качественный характер и основывающиеся на экспертных (авторских) оценках: высокая (I), средняя (II), низкая (III), очень низкая (IV) устойчивости. При этом «очень низкая» означает отсутствие надежных сорбционных и экранирующих барьеров в пределах определенного природно-территориального комплекса, в то же время под «высокой» устойчивостью подразумевается способность ГС противостоять проникновению техногенного загрязнения за счет присутствия высокоемкого сорбционного барьера и наличия близлежащего криогенного барьера.

На рассматриваемой территории преобладает зона I с хорошо выраженными поглощающими способностями торфяных отложений. К тому же, в данной зоне многолетняя мерзлота залегает близко от земной поверхности. Следовательно, эту зону (рис. 1) можно считать наиболее устойчивой к нефтяному загрязнению по сравнению с другими зонами. В зоне IV, характеризующейся отложениями песчаного состава, процесс латеральной и радиальной миграции нефтепродуктов будет происходить интенсивнее, чем

в остальных зонах. Это связано с тем, что под действием затопления приливными и нагонными морскими водами и в отсутствие надежного барьера-экрана (ММП имеют островное распространение), а также крайне низкого сорбционного потенциала пород будет происходить вымывание нефтяного загрязнения и, как следствие, поступление его в акваторию Печорского моря.

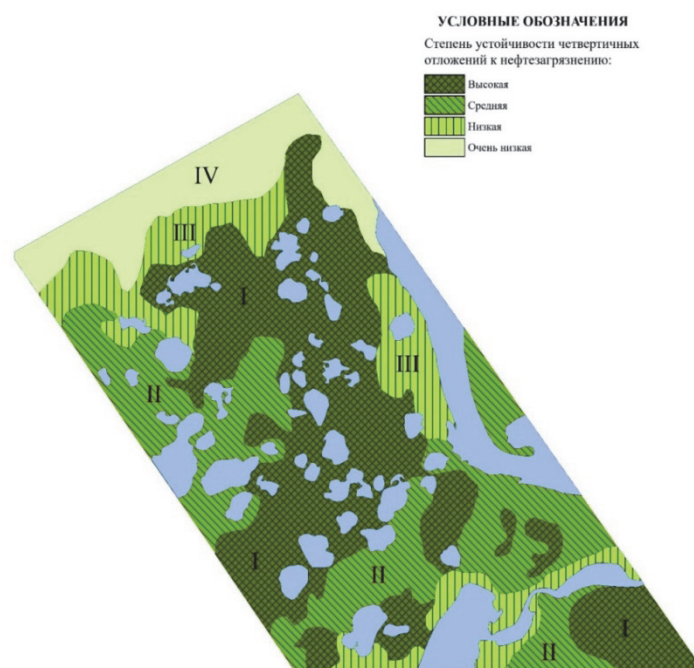


*Рисунок 1. Карта-схема районирования по устойчивости ГС
к техногенным загрязнениям*

Список использованных источников

1. Губайдуллин М.Г., Гасанова А.В., Крайнева О.В. Анализ влияния многолетнемерзлых пород, почвенных условий и состава пород на устойчивость верхней части геологической среды при обустройстве нефтепромысловых сооружений в прибрежной зоне Печорского моря //Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2020 – № 4. – С. 31-36.
2. Глазовская М.А. Геохимические барьеры в почвах равнин, их типология, функциональные особенности и экологическое значение / М.А. Глазовская // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 5. География. 2012. №1. С. 8-14.
3. Пиковский Ю.И. Основы нефтегазовой геоэкологии: учеб. пособ. / Ю.И. Пиковский, Н.М. Исмаилов, М.Ф. Дорохова. М.: ИНФРА-М. 2015. 400 с.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕФОРМАЦИЙ СВАЙНЫХ
ФУНДАМЕНТОВ ШАРОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ
ПРИ СЕЗОННОМ ОТТАИВАНИИ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ**

А.Р. Давлетбаева, Т.С. Султанмагомедов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Актуальность исследования обусловлена критической зависимостью несущей способности многолетнемерзлых грунтов от температурных колебаний, происходящих в процессе сезонного оттаивания. В условиях эксплуатации шарового резервуара на таких грунтах даже небольшие изменения температуры могут привести к серьёзным деформациям свайного фундамента, что ставит под угрозу устойчивость всей конструкции. Кроме того, дополнительные нагрузки от веса резервуара, оборудования, спиралевидной лестницы, а также внешние воздействия, включая ветровые, снеговые, ледовые и динамические нагрузки, также оказывают значительное влияние на напряженно-деформированное состояние (НДС) конструкции [1], [2]. В совокупности эти факторы требуют создания комплексной модели, которая позволит точно прогнозировать поведение фундамента и предупреждать аварийные ситуации.

Цель исследования — разработка и верификация численной модели, описывающей поведение свайного фундамента шарового резервуара на многолетнемерзлых грунтах с учётом сезонного оттаивания. Модель должна учитывать взаимодействие резервуара и свайного фундамента с грунтом под воздействием комплексных нагрузок, включая температурные и влажностные изменения, массу конструкции, снеговую и ледовую нагрузку, воздействие ветра и динамические колебания [3].

Основными задачами исследования являются:

1. Провести анализ температурных режимов эксплуатации шарового резервуара и оценить их влияние на многолетнемерзлый грунт в зоне свайного фундамента, включая изменение модуля деформации и несущей способности грунта.

2. Учесть совокупные нагрузки: вес резервуара с содержимым (плотность нефтепродукта 1000 кг/м^3 при давлении $0,6 \text{ МПа}$), вес оборудования и спиралевидной лестницы, снеговую и ледовую нагрузку, характерные для северных регионов, а также ветровые воздействия [1].

3. Разработать в программном комплексе ANSYS трёхмерную модель НДС фундамента с применением метода конечных элементов. В модели должно учитываться поведение грунта при оттаивании, включая его тепловые и механические характеристики, изменяющиеся в зависимости от температуры и влажности [2].

4. Провести динамический анализ на предмет колебаний конструкции, вызванных движением жидкости внутри резервуара и эксплуатацией оборудования, с целью оценки возможных резонансных частот, которые могут повлиять на устойчивость фундамента.

5. Сопоставить результаты численного моделирования с данными натурных и лабораторных экспериментов для уточнения параметров модели и её калибровки.

Теоретическая значимость заключается в создании подходов к моделированию взаимодействия резервуаров с многолетнемерзлыми грунтами, которые учитывают, как температурные изменения, так и комплекс внешних нагрузок. Полученные результаты углубят понимание влияния температуры на физико-механические свойства грунтов, что создаст основу для более точных расчётов фундаментов в условиях вечной мерзлоты [3].

Практическая значимость исследования состоит в разработке методики прогнозирования деформаций свайных фундаментов при эксплуатации объектов в северных районах. Модель позволяет учитывать различные типы

нагрузок и адаптировать проектные решения к климатическим и эксплуатационным условиям, снижая риск аварийных ситуаций и повышая надёжность конструкций.

Список использованных источников

1. Research of throwing areols of underground pipeline in permafrost / T.S. Sultanmagomedov, R.N. Bakhtizin, S. M. Sultanmagomedov, T.M. Halikov // SOCAR Proceedings. – 2021. – No. SI2. – P. 21-30. – DOI 10.5510/ogp2021si200594. – EDN CVWBVN.
2. Шамилов, Х.Ш. Разработка конструкции опоры для подземного крепления трубопровода в зонах распространения островной и прерывистой мерзлоты / Х.Ш. Шамилов, Т.С. Султанмагомедов, С.М. Султанмагомедов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 1. – С. 31-40. – DOI 10.18799/24131830/2021/1/2997. – EDN VVBVKR.
3. Экспериментальные исследования сопротивления мерзлого грунта продольным перемещениям трубопровода при изменении температуры и влажности / Р. Н. Бахтизин, С. М. Султанмагомедов, Т. С. Султанмагомедов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10, № 3. – С. 243-251. – DOI 10.28999/2541-9595-2020-10-3-243-251. – EDN GWSNYC.

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 1

Материалы изданы в авторской редакции

Подписано в печать 18.11.2024. Формат бумаги 60×84/16.

Усл. печ. л. 13.72. Тираж 100 экз. Заказ № 048.

Отпечатано с готового электронного файла
на оборудовании ООО НПФ «Восточная печать»,

e-mail: orient4@mail.ru.