

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ

Материалы
II Всероссийской научно-практической конференции

(Омск, 30 октября 2018 года)

Омск
Издательство ОмГТУ
2018

УДК 621.6:622.69
ББК 39.7+34.4
Т77

Редакционная коллегия:

И. Н. Квасов, к.э.н., ответственный редактор;

Ю. А. Краус, к.т.н., ответственный секретарь;

М. О. Мызников, к.т.н.; *К. А. Вансович*, к.т.н.; *А. Д. Русанова*

Трубопроводный транспорт углеводородов : материалы II Всерос. науч.-
Т77 практ. конф. (Омск, 30 окт. 2018 г.) / Минобрнауки России, ОмГТУ ; [редкол.:
И. Н. Квасов (отв. ред.) и др.]. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2018. – 216 с. : ил.

ISBN 978-5-8149-2724-8

Приведены результаты исследований и рассмотрены сферы их практического применения, а также представлены аналитические обзоры по актуальным вопросам трубопроводного транспорта углеводородов.

Издание предназначено для специалистов компаний, занимающихся транспортом и хранением углеводородов, профессорско-преподавательского состава высших учебных заведений, осуществляющего подготовку кадров для нефтегазовой отрасли.

УДК 621.6:622.69
ББК 39.7+34.4

Издание подготовлено при финансовой поддержке АО «Омскгоргаз»

ISBN 978-5-8149-2724-8

© ОмГТУ, 2018



Виктор Владимирович Шалай

президент ОмГТУ,
заведующий кафедрой
«Нефтегазовое дело,
стандартизация и
метрология»,
д.т.н., профессор

Виктор Владимирович Шалай:

«Современный трубопровод для транспорта углеводородов по сложности и насыщенности техническими решениями уже сегодня приближается к космическим кораблям, бороздящим околоземное пространство. Развитие трубопроводного транспорта – важная составляющая энергетической и экономической безопасности: именно в трубопроводах АК «Транснефть» формируются основные экспортные сорта Российской нефти – Urals и ЕХРО Blend, гарантирующие отсутствие дефицита в бюджете страны. Поэтому современный трубопроводный транспорт немислим без совершенствования и рационального использования возможностей существующей системы трубопроводов. А это в свою очередь невозможно обеспечить без подготовки высококвалифицированного всесторонне развитого инженера. Именно с этой целью и была задумана научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт углеводородов» – площадка для обмена опытом в области совершенствования техники и технологии трубопроводов, а также главного ресурса производства – молодых специалистов».



И.Н. Квасов

Декан Факультета
транспорта нефти
и газа, к.э.н., профессор
кафедры «Нефтегазовое
дело, стандартизация
и метрология»

Игорь Николаевич Квасов:

«Россия уверенно удерживает лидирующие позиции по экспорту газа и нефти в мире, демонстрирует рекордные показатели добычи сырья. За последние шесть лет объем ежегодных инвестиций в нефтегазовый сектор вырос более чем в два раза. Реализуются крупные проекты строительства газопроводов, созданы хорошие возможности для расширения производственных мощностей СПГ. В этой связи на II Всероссийской научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт углеводородов-2018» будут определены основные направления развития трубопроводного транспорта в России. Очень символично, что проведение нашей конференции совпадает с профессиональным праздником - Днем инженера. Ведь одним из известнейших специалистов в области создания крекинга, строительства резервуаров, нефтепроводов и насосов для перекачки нефти является Владимир Григорьевич Шухов – выдающийся русский ученый и инженер».



О.Н. Шеблова

Генеральный директор
АО «Омскгоргаз»

Ольга Николаевна Шеблова:

«Развитие человечества с самых древних времён связано с потреблением энергоносителей. Энергоносители прошли долгий путь от древесины и угля до нефти, а энергия ближайшего будущего это газ. В настоящее время уверенно развивается рынок газомоторного топлива, продолжается газификация субъектов Российской Федерации, в том числе Омской области, продолжается совершенствование сервисных функций в области газоснабжения. Создание Омским государственным техническим университетом научно-практической площадки в виде Всероссийской научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт углеводородов» даёт возможность обмена опытом в сфере науки и техники и создаёт импульс для качественного скачка в достижении высоких целей повышения уровня жизни граждан России».

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1:

ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ.....7

- В. А. Иванов, О. В. Прямоносков, В. П. Кисмерешкин, А. Ф. Секачѳв
АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ В
ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ7
- А. Г. Архиреев, С. В. Буслаев
ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КОНСТРУКЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ
ОБЪЕМОВ ВОЗМОЖНЫХ ХИЩЕНИЙ ОТ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В
МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ..... 12
- Д. Л. Добровинский, М. В. Фудашкина
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПУТЕМ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ
ВВОДА ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ..... 16
- М. Г. Ромашин
РАСЧЕТ ЦИКЛИЧЕСКИХ НАГРУЗОК МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И
НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ22
- А. А. Сергаев
ОПТИМИЗАЦИЯ ВЫБОРА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ТРЕБУЕМОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ ..32
- М. В. Фудашкина, Д. Л. Добровинский
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА И
НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ 41
- А. Р. Фахрутдинов, Г. С. Русских, А. П. Загородников, Д. А. Тюньков
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КЛИЕНТ-СЕРВЕРНОЙ АРХИТЕКТУРЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ
ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ
ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ 46
- Ю. А. Вишневская, А. С. Аберкова
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ
НЕФТЕПРОДУКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОТОЧНЫХ АНАЛИЗАТОРОВ..... 51
- Н. В. Чухарева, Р. С. Быков
ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНЫХ
АГРЕГАТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА 59
- А. С. Куликов
КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПРИ
ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ..... 68
- В. В. Шалай, М. О. Мызников, М. И. Гильдебрандт
НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ И КРИТЕРИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТА
УГЛЕВОДОРОДОВ..... 73
- Е. В. Харитонов, Г. И. Дусметова
РАЗРАБОТКА И ИСПЫТАНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ И ОЦЕНКА ЕЕ
ДЕЙСТВИЯ В УСЛОВИЯХ МОДЕЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ 77

Секция 2

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ, ГАЗИФИКАЦИЯ И ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВО 82

- И. Н. Квасов, Е. В. Шендалева АНАЛИЗ РИСКА ЭКСПЛУАТАЦИИ
КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА ДОЖИМНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ..... 82
- Е. А. Ездаков АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ
НАДЕЖНОСТИ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК..... 89
- В. О. Патракеев ПРИМЕНЕНИЕ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
РЕУРСООЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ
МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА 93
- А. В. Ямкин, Н. В. Чухарева ОПЫТНЫЕ ИСПЫТАНИЯ СИСТЕМЫ ИНФРАЗВУКОВОГО
МОНИТОРИНГА НА УЧАСТКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА 99
- Д. А. Бокарев ГАЗИФИКАЦИЯ ЖИЛИЩНОГО ФОНДА ОМСКОЙ ОБЛАСТИ И
ЦЕЛЕСООБРАЗНЫЙ ПУТЬ ЕЕ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ 105
- Д. А. Ожерельев, В. В. Шалай ВОВЛЕЧЕНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПОДГОТОВКИ ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ 111

Секция 3

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ 116

- А. А. Нахлесткин, Д. С. Беселия, К. А. Вансович
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ ТРЕЩИН КОРРОЗИОННОГО
ПРОИСХОЖДЕНИЯ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ..... 116
- М. С. Ильин
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ
НА ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ
..... 122
- Л. Е. Землеруб, А. А. Серафонтова
ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗДУШНО-ПЛАЗМЕННОГО НАПЫЛЕНИЯ ПРИ НАНЕСЕНИИ
АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ
ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ 128
- С. В. Буслаев, А. Г. Архиреев
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРА С
УСТАЛОСТНЫМ ДЕФЕКТОМ 134
- Р. Н. Шакиров
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТРУБ ИЗ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ..... 138
- О. В. Смородова, С. В. Китаев
ЗАТРАТЫ НА ПОДДЕРЖАНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В
РАБОТОСПОСОБНОМ СОСТОЯНИИ..... 147
- В. И. Пачковский, Н. А. Гуров
ГЕОЛОКАЦИОННЫЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ТРУБОПРОВОДА..... 151
- Е. В. Шендалева, О. В. Штенгауэр
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ НАСОСОВ
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ 157

| | |
|---|-----|
| Л. Е. Землеруб ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ФУНКЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ, ПОВЫШАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА.. | 165 |
| Л. Е. Землеруб, Ю. В. Терземан ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ПРИ ЗАМЕНЕ СВАРНОГО СОЕДИНЕНИЯ СТЕНКИ И ДНИЩА ТОРОИДАЛЬНЫМ ПЕРЕХОДОМ | 172 |
| И. Д. Губаренко, Ф. С. Китаев, Ю. А. Краус ОДИН ИЗ ПОДХОДОВ К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ МЕТОДИКИ РАСЧЁТА ПАРАМЕТРОВ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ..... | 177 |
| К. П. Монич ПРИМЕНЕНИЕ ВОСОКОТОЧНЫХ СРЕДСТВ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ | 183 |
| Н. В. Чухарева, Д. А. Нечаев ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ ПРИ РАЗРУШЕНИИ НЕФТЕ– И ПРОДУКТОПРОВОДОВ..... | 186 |
| Н. В. Чухарева, Д. И. Борисов ТЕХНОЛОГИИ УСТАНОВКИ СТАЦИОНАРНЫХ БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ В ПЕРИОД ЛЕДОСТАВА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА | 193 |
| В. В. Севостьянов ОПТИМИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ СИСТЕМОЙ НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА | 199 |
| А. В. Грузин МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЁХКОМПОНЕНТНОЙ СИСТЕМЫ «ПЕСЧАНОЕ ОСНОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРА ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ» С ПОМОЩЬЮ ТРЕУГОЛЬНИКА СВОЙСТВ | 206 |
| А. В. Лосев, К. И. Давыденко, А. Д. Русанова РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ОСАДКИ РЕЗЕРВУАРА ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В СЛОЖНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ | 212 |

Секция 1: ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 621.6.058

В. А. Иванов, О. В. Прямоносков, В. П. Кисмерешкин, А. Ф. Секачѳв

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – Транспорт высоковязкой нефти с каждым годом принимает все большие масштабы, поэтому необходимость увеличения качества перекачки такой нефти выходит на первый план. Одно из наиболее перспективных направлений для воздействия на нефть в системах подготовки к перекачке, нефтеперекачивающих станциях и самом трубопроводе – воздействие электромагнитным излучением. На данный момент уже существуют некоторые технологии и системы для нагрева, например, проточных жидкостей, но такие технологии в настоящее время не применяются в системах трубопроводного транспорта высоковязкой нефти.

Ключевые слова – трубопровод, сверхвысокочастотное излучение, объѳмный нагрев

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время, как в нашей стране, так и за её пределами увеличивается доля добычи нефти с высокой вязкостью и температурой застывания. В то же время прогнозируется выработка пластовых запасов легкой нефти, тяжелые остатки от переработки которой также необходимо транспортировать. Сочетание данных факторов актуализирует вопрос поиска экономичного способа транспорта высоковязкой нефти.

В данный момент предлагаются несколько типовых решения проблемы застывания нефти в процессе ее перекачки методом трубопроводного транспорта. Для коротких трубопроводов используют следующие методы электроподогрева:

- 1) пропуск электрического тока по телу трубы;
- 2) применение электронагревательных элементов.

При использовании первого метода при прохождении электрического тока по изолированному участку трубопровода происходит равномерный нагрев стенок трубопровода, а, следовательно, нефтепродукта. Данный метод не может быть использован на магистральных трубопроводах, вследствие больших утечек тока в грунт.

При использовании электронагревательных элементов в виде кабелей или лент происходит контактный нагрев стенок трубопровода и нефтепродукта. Недостатком кабелей является неравномерность нагрева, что приводит к необходимости поддерживать более высокую температуру. Прокладка нагреваемого кабеля внутри трубы более энергоэффективна, но может иметь ограничения, вследствие сложности монтажа кабеля внутри трубопровода, а также дополнительного гидравлического сопротивления и большей взрывоопасности.

Для магистральных трубопроводов наибольшее распространение получил метод так называемой «горячей» перекачки, подразумевающей нагрев нефти в резервуаре перед закачкой ее в трубопровод и периодический подогрев в пунктах подогрева нефти по мере ее остывания. Источником энергии в пунктах подогрева нефти является тепло, получаемое при сжигании нефти в специальных печах [1–2].

Альтернативным способом подогрева и уменьшения вязкости нефти может являться использование высокочастотного электромагнитного излучения.

II. ТЕОРИЯ

Электромагнитное излучение высокой частоты обладает существенными преимуществами перед контактными способами теплопередачи, основанных на теплопроводности. Основное преимущество сверхвысокочастотного (СВЧ) нагрева – нагрев большого объема жидкости при малых градиентах температур, что способствует значительному снижению вязкости флюидов, также существует возможность регулировки интенсивности электромагнитного поля, что позволит варьировать влияние на структуру нефти.

С точки зрения возможности применения СВЧ нагрева, стоит рассмотреть такие методы, как: перекачка нефти с применением термодеструктивной обработки, перекачка термически обработанной нефти и особенно перекачку нефти с подогревом, ведь именно этот метод наиболее распространен в трубопроводном транспорте высоковязкой нефти.

Методы термодеструктивной обработки и термической обработки нефти основаны на улучшении её реологических свойств и экономически применение СВЧ нагрева может быть обосновано только простотой конструкции и удобством применения (чаще всего в условиях промысла). Актуальнее рассмотреть возможность применения систем СВЧ нагрева для перекачки нефти с подогревом.

Суть предлагаемого метода заключается в следующем (см. рис. 1): электрическая энергия преобразуется в энергию высокочастотного электромагнитного поля, которая подается с помощью линейного излучателя, расположенного по спирали на внутренней поверхности трубопровода. Для исключения контакта излучателя с подогреваемым продуктом, его покрывают слоем диэлектрика.

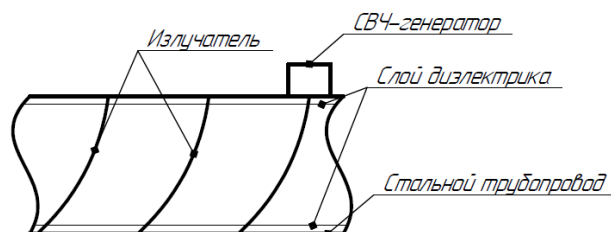


Рис. 1. Схема установки СВЧ-подогрева проточной жидкости в трубопроводе

Данный метод обладает следующими преимуществами перед описанными ранее технологиями:

–объемный нагрев позволяет равномерно прогреть продукт, находящийся в трубопроводе;

– существует возможность регулирования как мощности, так и глубины проникновения волны;

– продукт напрямую подвергается нагреву, исключая промежуточные звенья при контактном способе теплопередачи, следовательно, уменьшаются теплотери.

Модель эксперимента для получения эмпирических данных представлена на рис.2.

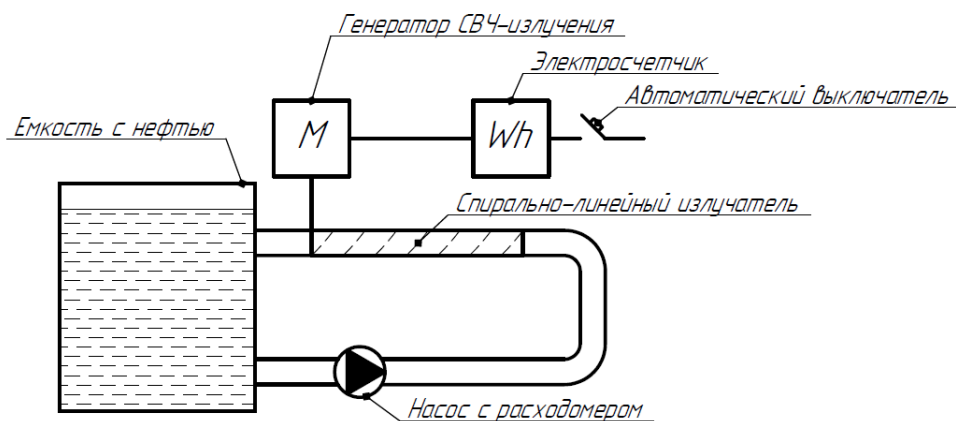


Рис. 2. Принципиальная схема модели эксперимента

Модель включает в себя:

- магнетрон, являющийся генератором высокочастотного электромагнитного поля;
- высоковольтные конденсаторы, выступающие в роли балласта, необходимые для питания магнетрона;
- повышающий трансформатор, также необходимый для питания магнетрона;
- систему охлаждения магнетрона;
- счетчик электрической энергии, для подсчета количества потребляемой электроэнергии;
- автоматические выключатели, необходимые для обеспечения безопасности;
- амперметр, позволяет определить потребляемую силу тока;
- коаксиальный кабель, соединяющий магнетрон и излучатель;
- диэлектрические полые трубки;
- металлизированный скотч;
- насос с датчиком расхода, позволяющий определять гидравлические параметры перекачки нефти;
- емкость с крышкой;
- вискозиметр;
- термометр.

Сборка макета производится согласно приведенной выше принципиальной схеме. Некоторые пояснения: витки излучателя без пересечения наматываются вокруг диэлектрической трубки и закрепляются к ней с помощью металлизированного скотча, имитируя металлический трубопровод, от стенок которого будут отражаться электромагнитные волны. Также необходимо отметить, что насос должен быть подключен в обход счетчика, так как расходуемая насосом электроэнергия не преобразуется в тепловую энергию.

Предлагается следующий порядок получения экспериментальных данных: емкость наполняется нефтью, измеряются начальные температура и вязкость, далее включается насос, после выхода на стационарный режим включается автомат, питающий магнетрон и его систему охлаждения. Далее периодически производят замер температуры и вязкости нефти, а также показания электрического счетчика. Полученные данные позволяют рассчитать соотношение потребляемой электроэнергии и количества тепла, выделяющегося в продукте, что в конечном итоге экспериментально определит энергоэффективность метода. Дополнительно, на основе данных расходомера возможно рассчитать тренд изменения коэффициента гидравлического сопротивления.

Приведем аналитические зависимости, позволяющие произвести приблизительную оценку энергетических параметров.

Количество теплоты, поглощаемой продуктом, определяется следующим выражением:

$$q = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon \cdot \operatorname{tg} \delta \cdot f \cdot E^2,$$

где ε_0 – электрическая постоянная;

ε – диэлектрическая проницаемость;

$\operatorname{tg} \delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь;

f – частота;

E – напряженность электрического поля.

При этом уравнение теплового баланса принимает вид:

$$Q = c \cdot m \cdot (T_1 - T_0) + \alpha \cdot (T_1 - T_0) \cdot F + m \cdot H_T,$$

где $c; m$ – соответственно теплоемкость и масса нагреваемой жидкости участка трубопровода;

$T_1; T_0$ – соответственно конечная и начальная температуры в теплообменнике;

H_T – количество тепла, поглощаемое при фазовом переходе единицы массы теплоносителя, так как фазового перехода нет, то $H_T = 0$;

$\alpha; F$ – коэффициент теплоотдачи и площадь наружной поверхности теплообмена;

G – объемный расход теплоносителя.

Приравнивая потребляемую мощность к выделяемой мощности можно найти требуемые параметры генератора:

$$\frac{c \cdot m \cdot (T_1 - T_0) + \alpha \cdot (T_1 - T_0) \cdot F}{t} = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon \cdot \operatorname{tg} \delta \cdot f \cdot E^2$$

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для качественного подтверждения эффекта разогрева нефти была собрана экспериментальная установка (рис. 3), состоящая из генератора СВЧ-излучения и стеклянной емкости с нефтью. Генератор СВЧ-излучения состоит из магнетрона, высоковольтного конденсатора, повышающего трансформатора, согласователя, системы воздушного охлаждения и коаксиального выхода. В стеклянную емкость помещен биконический

излучатель, соединенный коаксиальным кабелем с выходом генератора СВЧ. Стеклоанная емкость покрыта изнутри металлической сеткой, предотвращающей выход излучения за пределы емкости. В целях безопасности производился замер напряженности электромагнитного поля. Измерение температуры производилось с помощью тепловизора.

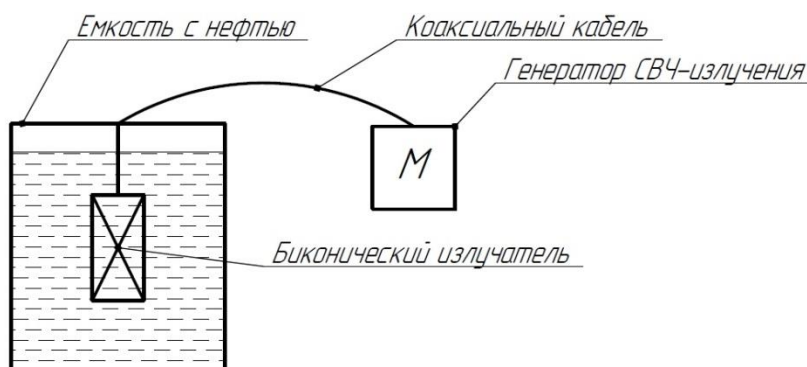


Рис. 3. Экспериментальный макет для нагрева нефти в емкости

В результате электромагнитного воздействия температура 7 литров нефти увеличилась с 8°C до 25°C за 12 минут, что подтверждает эффективность разогрева предлагаемым методом.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Таким образом, с учетом результатов эксперимента целесообразно дальнейшее изучение влияния электромагнитных полей на реологические свойства нефти. Также разрабатываются проекты по повышению нефтеотдачи пластов и разжижения нефтешлама в резервуарах с помощью высокочастотного излучения. Планируется построение макета, предложенного ранее, а также модулей, которые могут быть использованы для добычи нефти. Имеются публикации, свидетельствующие о потенциале данного вида воздействия, как одного из наиболее перспективных [3].

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведения анализа проблемы перекачки высоковязкой нефти был произведен обзор существующих методов разжижения. В результате обзора был сделан вывод о необходимости совершенствования имеющихся, а также синтеза инновационных способов, позволяющих вести перекачку высоковязкой нефти более экономически выгодно, поскольку добыча и переработка высоковязкой нефти является стратегически важным направлением нефтегазовой отрасли.

Была проработана модель эксперимента, предоставляющая возможность сделать однозначный вывод об экономической пригодности предлагаемого метода, а также представлены результаты уже проведенного ранее эксперимента.

Таким образом, не вызывает сомнений необходимость дальнейшего изучения проблематики перекачки высоковязкой нефти, в том числе возможности использования высокочастотного электромагнитного воздействия для ее подогрева.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Панов, Ю.А. Технология перекачки высоковязких нефтей, включая северные районы / Ю.А. Панов // М: ВНИИОЭНГ, 1987. – 36 с.
- [2] Тугунов, П.И. Тепловая изоляция нефтепродуктопроводов и резервуаров / П.И. Тугунов // М: Недра, 1985.–152 с.
- [3] Маганов, Р.У. Высокочастотное электромагнитное воздействие для извлечения высоковязких тяжелых нефтей / Р.У. Маганов, Ф.Л. Саяхов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.– 2000.– № 6.–С. 45-51.
- [4] Технология сооружения газонефтепроводов / Ф.М. Мустафин [и др.] // Уфа: Нефтегазовое дело, 2007.– 632с.
- [5] Морозов, Н.Н.Микроволновый разогрев нефтепродуктов в трубопроводах/ Н.Н. Морозов, Г.В. Кашкатенко // Вестник МГТУ, т. 13. – 2010. – № 4/2. – С. 974–976.

УДК 621.643.8

А. Г. Архиреев¹, С. В. Буслаев²

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КОНСТРУКЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ОБЪЕМОВ ВОЗМОЖНЫХ ХИЩЕНИЙ ОТ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

¹*Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия*

²*АО «Транснефть–Западная Сибирь», г. Омск, Россия*

Аннотация – В данной работе рассмотрена проблема повышения точности определения объёмов похищенного нефтепродукта из магистрального нефтепровода при несанкционированных врезках. Актуальность рассматриваемой проблемы заключается в отсутствии четко сформулированной методики, позволяющей с минимальной погрешностью определить объём похищенного из трубопровода нефтепродукта. Целью исследования является анализ существующих нормативно-технических документов по выделенной проблематике, выделение основных недостатков и путей их устранения в существующей методологии. В работе произведен глубокий анализ существующих нормативно-технических документов, регламентирующих методологию расчета объемов хищений при несанкционированных врезках в магистральные трубопроводы. На основании проведенного анализа выявлены основные существенные недостатки существующей методологии. Предлагаемая усовершенствованная методика позволяет учесть конструкционные параметры врезки и ряд других величин, и получить более точный результат при определении объёмов возможных хищений нефтепродукта.

Ключевые слова – несанкционированная врезка, магистральный трубопровод, интенсивность отбора

I. ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводы, наряду с такими известными видами транспорта, как автомобильный, железнодорожный, являются основным и наиболее часто применяемым средством для транспортировки нефтепродуктов на длительные расстояния. Они являются единственным видом транспорта, перемещающим транспортируемый продукт, оставаясь при этом в стационарном положении [1].

Несмотря на универсальность и всеобщую распространённость данного вида транспорта, магистральные трубопроводы (МТ) обладают всеми признаками источника повышенной опасности, и защищены от свободного доступа посторонних лиц законом Российской Федерации «О промышленной безопасности опасных производственных

объектов» от 21.07.97 г. № 116-ФЗ. Поэтому любое повреждение или несанкционированное воздействие на МТ с целью осуществления хищения нефтепродукта может нанести большой экономический ущерб, который складывается из затрат на осуществление аварийно-восстановительных работ, стоимости потери похищенного или утраченного нефтепродукта, а также затрат на ликвидацию экологических последствий возможной аварии. В последнее время хищение нефтепродукта на МТ приобрело характер преступного промысла. Для пресечения возможности осуществления данного правонарушения нефтяные компании тратят колоссальные средства на разработку и внедрение систем для обнаружения утечек и несанкционированных врезок, а также разработку методических указаний и нормативно-технической документации по данному вопросу [2]. Однако на сегодняшний день данная проблема в нефтяной отрасли полностью до сих пор не решена, и остается еще большое количество вопросов, требующих повышенного внимания. В частности, одним из таких вопросов является проблема повышения точности определения объема похищенного нефтепродукта из магистрального нефтепровода. Целью данного исследования является модернизация существующей методики определения объема похищенного нефтепродукта из МТ с целью уменьшения погрешности и повышения точности определения конечного результата. Актуальность выбранной проблематики обусловлена тем, что в настоящее время в нормативно-технической документации отсутствует четко сформулированная методика, позволяющая с минимальной погрешностью определить объем похищенного из трубопровода нефтепродукта. Для решения поставленной цели необходимо решить ряд следующих задач:

- рассмотреть существующие методические документы по исследуемой проблеме;
- провести их анализ и выявить существующие недостатки;
- поэтапно сформулировать модернизированную методику, позволяющую устранить выявленные недостатки.

II. ТЕОРИЯ

При анализе нормативно-технической документации по поставленному вопросу одним из основополагающих документов по определению объема возможных хищений нефтепродукта из МТ является РД 153-39.4-060-00 «Руководящий документ. Методика расчета ущерба от криминальных врезок в нефтепродуктопроводы», утвержденный ПАО «Транснефть». Общий алгоритм расчета интенсивности отбора при возможных хищениях нефтепродукта по данному документу имеет следующий вид:

- определение типа врезки: несанкционированная или санкционированная врезка;
- основные параметры врезки: определение длины шлейфа, диаметра врезки, давления в трубопроводе во время отбора;
- определение интенсивности отбора согласно существующим гидравлическим зависимостям: расчет времени отбора, максимального расхода [3].

При глубоком анализе данной методики были выявлены следующие принимаемые допущения, оказывающие значительное влияние на искомый результат:

- местные сопротивления: при проведении расчетов не учитываются потери напора на местные сопротивления, тогда как в большинстве случаев они накладывают значительную погрешность при расчете производительности отбора;

- пропускная способность несанкционированной врезки: изменение расчетной пропускной способности любыми методами регулирования никак не учитывается в существующей методике;

- угол примыкания к несанкционированной врезке: любое изменение геометрии примыкания несанкционированной врезки к МТ влечет за собой изменение скоростного напора, который, в свою очередь, оказывает значительное влияние на производительность отбора;

- падение давления в МТ: наименьшей погрешностью конечного результата обладает расчет, основанный на падении давления в точке предполагаемого отбора [4].

Таким образом, принимая в расчет все вышеуказанные допущения, в рамках данной исследовательской работы предлагается модернизировать существующую методику, устраняя существующие неточности в используемой нормативно-технической документации.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Предлагаемая методика расчета будет представлена следующими этапами:

Этап I – определение расхода через несанкционированную врезку. Расход через несанкционированную врезку будет определяться следующим выражением:

$$G_T = G_{до} - \sqrt{\frac{g \cdot \pi^2 \cdot D}{8 \cdot \lambda \cdot l_1} \cdot \left(\frac{P_{до\ отб.} - \Delta P_{отбора}(q)}{\rho \cdot g} + z_n - i_{до} \cdot l_1 - z_0 \right)}, \quad (1)$$

где G_T – расход через несанкционированную врезку, т/сут;

$G_{до}$ – расход до несанкционированной врезки, т/сут;

D – внутренний диаметр трубы, мм;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода;

ρ – плотность перекачиваемого продукта, кг/м³;

$P_{до\ отб.}$ – давления в трубопроводе до отбора, Па;

$\Delta P_{отбора}(q)$ – разность во времени давления до отбора и во время отбора, Па;

$i_{до}$ – гидравлический уклон до несанкционированной врезки;

z_0, z_n – высота над уровнем горизонта до врезки и после врезки;

l_1 – длина трубопровода до несанкционированной врезки, м.

Расчетная схема несанкционированной врезки представлена на рис.1.

Этап II – определение расхода после несанкционированной врезки. Расход после несанкционированной врезки будет определяться системой следующих выражений (2):

$$\begin{cases} G_{после} = G_{до} - G_T; \\ i_{после} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot G_{после}}{g \cdot \pi^2 \cdot D^5}, \end{cases} \quad (2)$$

где $i_{после}$ – гидравлический уклон после несанкционированной врезки;

$G_{после}$ – расход после несанкционированной врезки, т/сут.

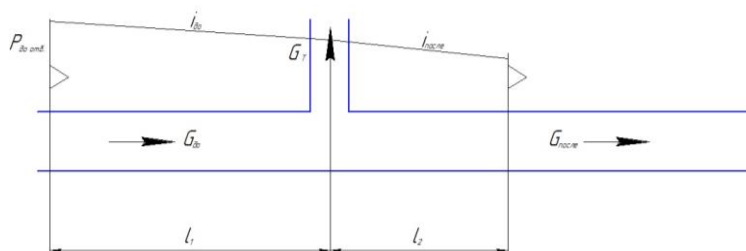


Рис. 1. Расчетная схема несанкционированной врезки

Этап III – уточнение перепада давления в точке отбора. Перепад давления в точке отбора будет определяться следующим выражением:

$$\Delta P_{отбора}(q) = (z_n + P_{во время отб.} + i_{после} \cdot l_2) - (z_0 + P_{до отб.} - i_{до} \cdot l_1), \quad (3)$$

где $P_{во время отб.}$ – давление в трубопроводе во время отбора, Па;

l_2 – длина трубопровода после несанкционированной врезки, м.

После получения расчетных данных по третьему этапу весь дальнейший расчет приобретает характер итерационного процесса. Следующим этапом следует уточнение входящих в расчетные уравнения гидравлических параметров, таких как коэффициент Рейнольдса, коэффициент гидравлического сопротивления λ , перепад давления в точке отбора, и расчет повторяется до того момента, пока искомая величина не будет определена с допустимой точностью. Схема проведения итерационного процесса представлена на рис.2.

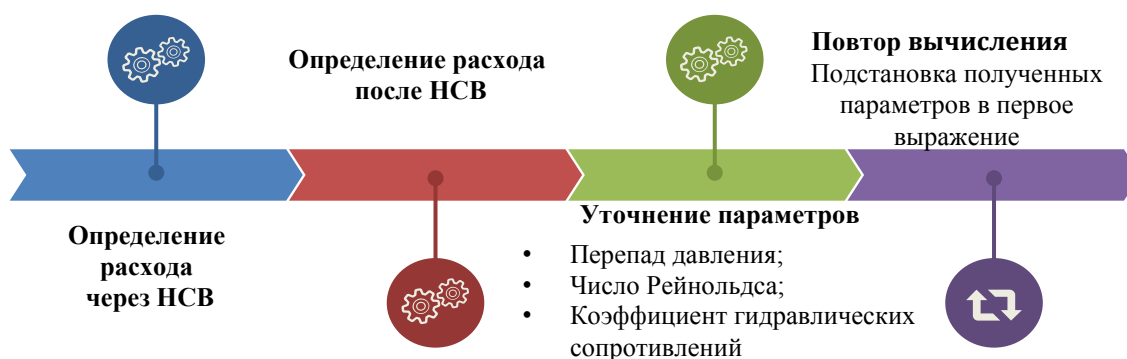


Рис. 2. Схема проведения итерационного процесса

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Таким образом, приведенная методика расчета позволяет учесть все принимаемые допущения в существующей методике, тем самым позволяя добиться максимально точного результата с минимальной погрешностью. Предлагаемый итерационный процесс может быть значительно ускорен путем применения средств автоматизации и создания соответствующего программного обеспечения. Результаты приведенных исследований могут быть в дальнейшем использованы для усовершенствования предложенной ранее методики расчета ущерба от криминальных врезок в нефтепродуктопроводы.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При проведении данной исследовательской работы в разделе I произведено введение в проблематику темы исследования, обозначена актуальность, цели и задачи, решаемые в

данной научно-исследовательской работе. В разделе II осуществлен анализ существующей нормативно-технической документации по поставленному вопросу, при изучении которой выявлены принимаемые при расчетах допущения. В разделе III поэтапно предложена модернизированная методика, позволяющая исключить принимаемые допущения и получить максимально точный результат при расчете. В разделе IV обозначены обобщенные результаты исследования и возможность их дальнейшего использования в практических целях.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Квасов, И.Н. Анализ систем обнаружения утечек и несанкционированных врезок в магистральном нефтепроводе / И.Н. Квасов // Труды X международ. науч.- техн. конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: опыт, инновации». – Тюмень. – 2016. – С. 84–87.
- [2] Шестаков, Р.А. К вопросу о методах обнаружения утечек и несанкционированных врезок на магистральных нефтепроводах / Р.А. Шестаков // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2014. – №3. – С. 85–94.
- [3] Методика расчета ущерба от криминальных врезок в нефтепродуктопроводы / РГУНГ им. И.М. Губкина. – Уфа: Минэнерго России, 2001. – 56 с.
- [4] Сунагатуллин Р.З. К вопросу технического и методологического сопровождения систем обнаружения утечек / Р.З. Сунагатуллин, С.А. Коршунов, Ю.В. Дацов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – №7 – С. 52-59.

УДК 621.644.052

Д. Л. Добровинский, М. В. Фудашкина

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПУТЕМ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ВВОДА ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация – Актуальность данной работы заключается в том, что с каждым годом нефтяные предприятия уделяют всё больше значения повышению энергоэффективности оборудования, с целью нахождения оптимального технологического режима работы и рационального использования электроэнергии. Существенное улучшение показателей работы нефте- и нефтепродуктопроводов может быть достигнуто вводом в поток малых добавок полимерных агентов снижения гидравлического сопротивления – противотурбулентных присадок. Помимо повышения энергоэффективности, стоит учитывать то, что использование полимерных добавок не только ограничивает турбулентность потока, но и снижает износ магистральных насосных агрегатов, уменьшает интенсивность ремонтов линейной части, увеличивает срок службы трубопроводов линейной части.

Ключевые слова – Противотурбулентная присадка, технологический расчет, нестационарный режим работы

I. ВВЕДЕНИЕ

Опыт эксплуатации магистрального нефтепровода свидетельствует о том, что применение противотурбулентных присадок (ПТП) является одним из наиболее эффективных способов снижения энергопотребления при перекачке [1–2], однако стоимость ПТП не всегда позволяет получить экономическую выгоду.

Цель работы – предложить оптимальную программу ввода ПТП в процессе перехода с одного режима работы на другой. ПТП позволяют увеличивать пропускную способность трубопроводов без повышения давления или же при заданном расходе снижать его, таким образом повышается его эксплуатационная надежность и снижаются затраты на энергопотребление. Обосновывается это эффектом Б.А. Томса, который гласит, что при добавлении в воду полимерной добавки, трение между турбулентным потоком и трубопроводом значительно снижается.

Сформированы следующие задачи:

- технологический расчет стационарных режимов работы МН;
- расчет потерь энергии на узлах регулирования давления;
- расчет потребного количества ПТП для обеспечения технологических ограничений на участке;
- разработка программы ввода ПТП;
- выбор оптимальной программы ввода ПТП на основании анализа критериев оптимизации в процессе перехода с режима без ПТП на режим с ПТП.

II. ТЕОРИЯ

Технологический расчет проводится для нефтепровода модельного нефтепровода длиной $L=262$ км, диаметром $D = 0,350$ м и перепадом высот между начальной и конечной точкой $\Delta z=4,35$ м в котором необходимо в течении 7 суток перекачать 59,9 тыс.т. нефти, плотностью $\rho = 859,9$ кг/м³ и вязкостью $\nu=6$ сСт. На нефтепроводе располагается две нефтеперекачивающих станции (НПС).

Расположение станций по длине нефтепровода, высотные отметки и ограничение давлений на входе и выходе представлены в таблице 1.

Таблица 1. Описание технологического участка

| Станция | Профиль x , км | Высотные отметки Z , м | $P_{min, вх.}$ кг/см ² | $P_{max, вх.}$ кг/см ² | $P_{min, вх.}$ МПа | $P_{max, вх.}$ МПа |
|-----------------------|---------------------|-----------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| НПС-1 (подпорная) | 0 | 120,65 | 2,5 | 55 | 0,245 | 5,39 |
| НПС-1 (магистральная) | 0,1 | 121 | 0 | 55 | 0 | 5,39 |
| НПС-2 (магистральная) | 132,4 | 118 | 2,3 | 55 | 0,2254 | 5,39 |
| Конечный пункт | 262 | 125 | 1,5 | 25 | 0,147 | 2,45 |

Разработка программы ввода ПТП подразумевает определение оптимального перехода при циклической перекачке, с режима A (который не обеспечивает плановую производительность и имеет минимальные удельные энергозатраты) на режим B (превышающий плановую производительность, имеющий минимальные энергозатраты). Для анализа нестационарного процесса составим несколько программ перехода:

1) для обеспечения технологических параметров используется только метод дросселирования;

2) на режиме A в поток постепенно вводится доза противотурбулентной присадки до концентрации, которая будет обеспечивать бескавитационную работу насосов на режиме B в первый промежуток времени;

3) для обеспечения технологических параметров противотурбулентная присадка начинает вводиться при работе на режиме A , в значениях больше требуемого и перманентно поддерживается достигнутая концентрация на втором режиме;

4) для обеспечения технологических ограничений, в виде единой системы, используется метод дросселирования и метод ввода противотурбулентной присадки, при этом дросселирование начинается на режиме A для перехода, в этом случае, одновременно вводится противотурбулентная присадка и уменьшается дросселирование, в такой мере, чтобы обеспечивалось минимальное значение подпора на протяжении всего участка.

Ввиду плавного изменения технологических параметров нефтепровода инерцией потока можно пренебречь, а процесс рассмотреть как квазистационарный. Для этого зададимся следующими формулами.

Время прохождения потока и расстояние, которое нефть или нефтепродукт преодолевает за единицу времени, рассчитываются по формулам:

$$\tau_i = \tau_{i-1} + \Delta\tau_i,$$

где $\Delta\tau_i$ – интервал времени, который задается произвольно, с;

$$\Delta x_i = w_{i-1} \cdot \Delta\tau_i.$$

Координата границы контакта нефти без ПТП с нефтью, обработанной ПТП:

$$x_i = x_{i-1} + \Delta x_i$$

Определение x_i происходит до тех пор, пока не выполнится условие $x_i = L_1 = 132300$ м, т.е. граница достигнет НПС-2 и магистральные насосы разрушат полимер. После достижения границей НПС-2 при постоянном вводе ПТП с фиксированной концентрацией устанавливается стационарный режим.

Для того чтобы получить адекватную картину физического процесса необходимо учитывать изменение скорости. Скорость течения жидкости определяется по формуле:

$$w_i = \frac{4 \cdot Q_i}{\pi \cdot D^2}.$$

В каждый момент времени в зависимости от координаты потока, дозирования присадки или дросселирования, изменяется производительность и напор, поэтому в формуле расхода учитываются потери на регуляторе и эффективность противотурбулентной присадки на x_i -ом участке:

$$Q = \sqrt{\frac{a - \Delta z - h_{ocm} - h_{pi}}{b + \frac{8,16 \cdot \lambda}{g \cdot \pi^2 \cdot D^5} \cdot \sum_{i=1}^2 (1 - \psi_i) \cdot x_i + (L - x_i)}},$$

где a и b – эмпирические константы суммарной характеристики двух НПС;

h_{ocm} – остаточный напор в конце трубопровода;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления (на участке без ПТП);

ψ_i – коэффициент эффективности ПТП.

Параметры изменяются ежесекундно поэтому, значения расхода циклически уточняются. Пересчет выполняется до тех пор, пока не выполнится условие:

$$\left(\frac{Q_{i+1} - Q_i}{Q_i} \right) \cdot 100\% < 1\%.$$

Это позволяет более точно определить оптимальный вариант перехода с режима на режим, по удельным энергозатратам и по стоимости.

Значение времени продолжительности работы нефтепровода τ_A и τ_B определяется из выражений:

$$\tau_A = \frac{\tau_{пл} \cdot (Q_B - Q_{пл})}{Q_B - Q_A}; \tau_B = \frac{\tau_{пл} \cdot (Q_{пл} - Q_A)}{Q_B - Q_A}.$$

Ввиду дискретности режимов время работы нефтепровода определяется уравнениями (1) и (2).

Удельные затраты электроэнергии при работе на двух режимах определяются формулой:

$$E_{уд} = \frac{E_{удA} \cdot \tau_A \cdot Q_A + E_{удB} \cdot \tau_B \cdot Q_B}{Q_{пл} \cdot \tau_{пл}}.$$

Главным критерием объективности, являются затраты на перекачку, рассмотрим какая стоимость потребуется для перекачки нефти расстоянием 132300 м за 1 неделю (168 часов).

Для начала определим стоимость перекачки в час на режимах A и B по следующей формуле:

$$S_{Cч} = \frac{S_{срi}}{\tau_{срi}},$$

где $S_{срi}$ – средняя стоимость за весь участок;

$\tau_{срi}$ – среднее время за которое поток преодолевает участок длиной 132300 м.

Общая стоимость перекачки за все время при дискретной работе на двух режимах вычисляется из выражения:

$$S_{общ} = S_{Cч1} \cdot \tau_A + S_{Cч2} \cdot \tau_B.$$

где $S_{Cч1/2}$ – средняя стоимость за весь участок при работе на режиме A и B ;

Таким образом, появляется возможность оценить суммарно потребление энергии и затраты на перекачку для каждой программы.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

График изменения удельных затрат электроэнергии при работе на стационарном режиме за время работы 168 часов, представлен на рис. 1, а оценка общих затрат на рис. 2.

Каждому цвету соответствует своя программа перехода с режим на режим. В той же цветовой гамме, только с маркерами в начале и в конце представлены удельные затраты электроэнергии. Если рассматривать режимы в плане экономии электроэнергии, лучшим вариантом является программа №3.

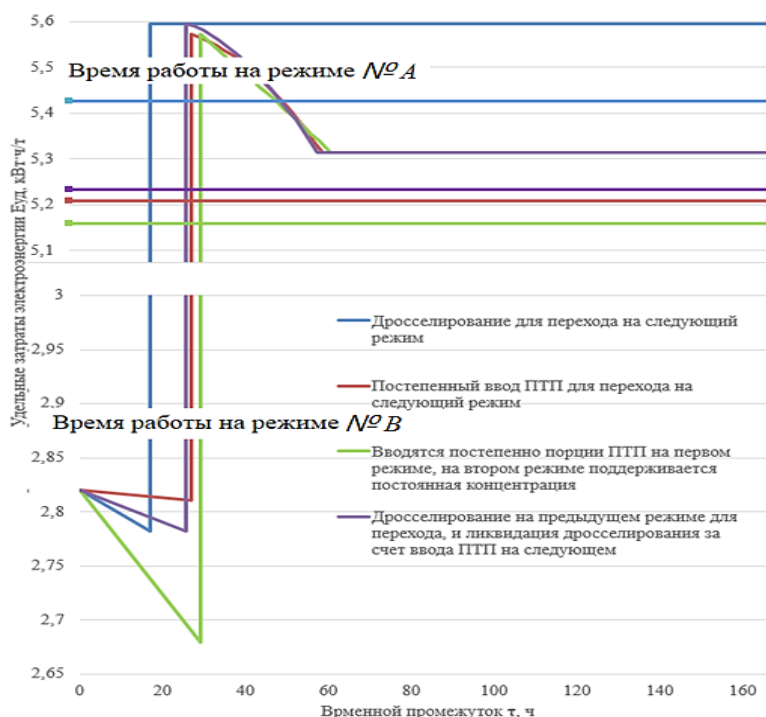


Рис. 1. График удельных затрат электроэнергии

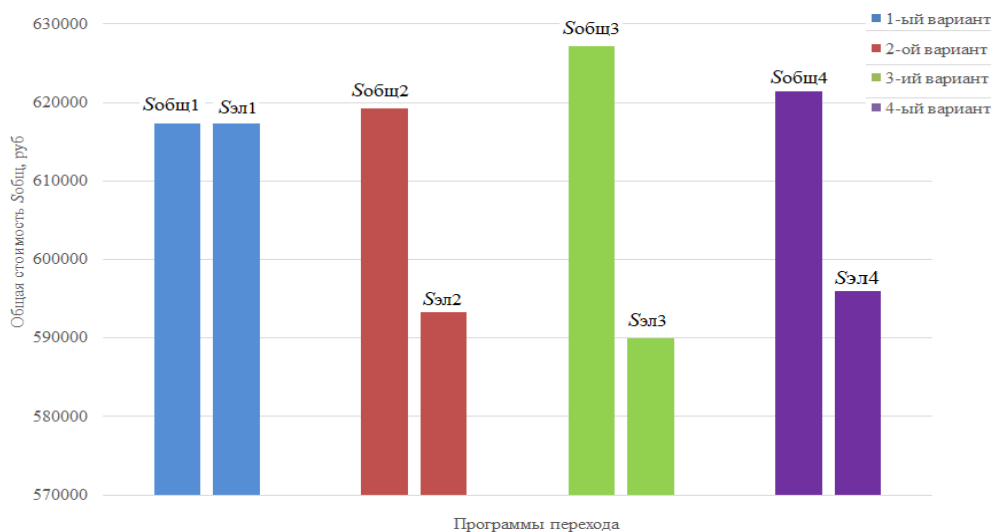


Рис. 2. Общая стоимость перекачки за 168 часов

На графике видно, что самым дорогим способом перекачки является ввод больших порций ПТП, это обосновывается высокой ценой на присадку. Оптимальным вариантом, который предусматривает использование ПТП является постепенный ввод присадки на режиме *A* и *B*.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

На рис. 1 видно, что время работы на режиме *A* значительно меньше, при использовании регулирования методом дросселирования. Это связано с тем, что расход на режиме *B* уменьшается при использовании дросселирования, в то время как ввод ПТП,

наоборот, увеличивает расход. Удельные энергозатраты оказались ниже при вводе больших порций ПТП в поток.

На рис. 2 общие затраты минимальны при использовании программы №1. Используя программу постепенного ввода ПТП общая стоимость немного выше, а затраты на электроэнергию значительно сокращаются. Для максимальной экономии электроэнергии имеет смысл рассматривать программу №3. Программа №4, в которой дросселирование ликвидируется вводом ПТП, является неким компромиссом по стоимости и затратам на электроэнергию. Что касается общей стоимости, то стоимость присадки принималась 550 тыс. руб/кг. Если снизить стоимость присадки до 450 тыс. руб/кг, то метод постепенного ввода ПТП и метод комбинаций дросселирования и ввода ПТП, являлись бы более экономичными, чем способ дросселирования.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Определены оптимальные программы, оптимальность которых обосновывается удельными затратами на электроэнергию и общей стоимостью на перекачку.

Выгоднейшим методом по удельным энергозатратам оказалась программа №3, метод ввода большой концентрации противотурбулентной присадки на режиме А, и поддержание заданной концентрации на режиме В.

По общей стоимости перекачки продукта на расстоянии 132,3 км за 168 ч является программа №1.

Необходимо учитывать влияние концентрации ПТП на все режимы эксплуатации: возможна ситуация, что даже применение ПТП не делает режим рациональным в силу того, что необходима большая её концентрация, и наоборот, в ряде случаев применение ПТП позволяет сделать эффективными ранее весьма энергозатратные режимы.

Используя противотурбулентные присадки, стоит брать во внимание экономические параметры, которые компенсируют затраты на стоимость присадки, такими являются:

- снижения энергопотребления после ввода ПТП, так можно компенсировать затраты при колебании стоимости на электроэнергию;
- снижения интенсивности ремонтов линейной части;
- уменьшения износа магистральных насосных агрегатов;
- уменьшение амортизационных отчислений на линейную часть.

БЛАГОДАРНОСТИ

Автор благодарит доцента кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» Омского государственного технического университета к.т.н. Крауса Ю.А.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

[1] Разработка методов энергоэффективной эксплуатации магистральных нефтепроводов на основе оптимизации технологических режимов [Электронный ресурс]. – URL: https://www.gubkin.ru/diss2/files/Dissertation_barkhatov_AF.pdf

[2] Mechanics and Prediction of Turbulent Drag Reduction with Polymer Additives [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev.fluid.40.111406.10215>

УДК 621.644.052

М. Г. Ромашин

РАСЧЕТ ЦИКЛИЧЕСКИХ НАГРУЗОК МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

Аннотация – В данной работе рассматриваются особенности расчета цикличности нагружения нефте- и нефтепродуктопроводов внутренним давлением. В целях уточнения процедуры подсчета цикличности нагружения предлагается более широко использовать данные системы диспетчерского контроля и управления, а также базы данных по раскладке труб, высотным отметкам, категорийности участков, предыстории нагружения и ремонтов с вырезкой дефектных участков. Особо подчеркивается необходимость корректного выделения циклов нагружения. Автором предлагается дополнить подход к расчету цикличности и разработать предложения в методику, которая будет реализована с учетом разработанных рекомендаций и выполненных исследований.

Ключевые слова – трубопровод, внутреннее давление, цикличность нагружения

I. ВВЕДЕНИЕ

Цикличность нагружения следует отнести к одному из ключевых параметров, от которого зависит величина предельного срока эксплуатации магистральных трубопроводов (МТ).

Целью работы является совершенствование методики расчета цикличности нагружения магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов.

Объектом исследований являются расчет цикличности нагружения МТ внутренним давлением.

II. ТЕОРИЯ

Ранее применялась методика определения цикличности с использованием журнала включения насосных агрегатов. Снимались показания давления с датчиков, установленных на насосных агрегатах. Для каждой нефтеперекачивающей станции (НПС) определялись перепады давления, приведенные к виду 0,2 МПа, 0,4 МПа, 0,6 МПа и т.д. По полученным перепадам давления проводились расчеты цикличности.

В настоящее время для определения цикличности нагружения магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов за один цикл нагружения технологического участка принимается включение любого насосного агрегата либо технологическое переключение на технологическом участке, сопровождающееся увеличением внутреннего давления на выходе НПС свыше 0,2 МПа.

Годовая цикличность нагружения участка МТ $N_{прив}$ приводится к эквивалентному значению с размахом 2,0 МПа и определяется по формуле:

$$N_{прив} = \sum_{i=1}^n N_i \cdot \left(\frac{\Delta P_i}{2,0} \right)^{2,2}, \quad (1)$$

где N_i – число включений насосных агрегатов (технологических переключений) с перепадом внутреннего давления на выходе нефтеперекачивающей станции (НПС) ΔP_i ;
 ΔP_i – перепад внутреннего давления на выходе НПС.

Порядок получения расчетных сведений по цикличности нагружения МТ предполагает суммирование цикличностей нагружения МТ на выходе всех НПС технологического участка:

$$N_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n N_{прив i} \quad (2)$$

где $N_{прив i}$ – приведенная цикличность на выходе i нефтеперекачивающей станции.

Для более точного определения срока безопасной эксплуатации трубных секций с дефектами предлагается учитывать в расчетах циклическую нагруженность каждой секции.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В ГОСТ 25.101-83 «Расчеты и испытания на прочность. Методы схематизации случайных процессов нагружения элементов машин и конструкций и статистического представления результатов» [1] приведены методы схематизации случайных процессов нагружения.

В качестве предлагаемого метода схематизации предлагается использовать метод полных циклов. Схема преобразования циклов по данному методу представлена на рис. 1.

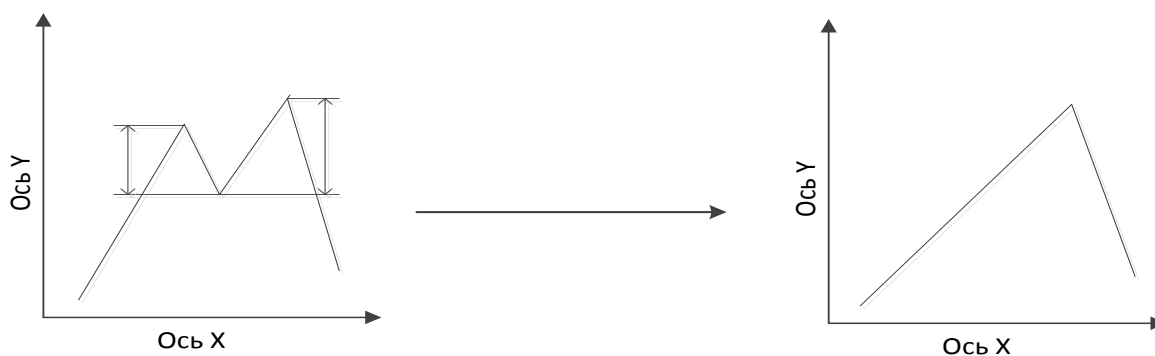


Рис. 1. Преобразования локальных максимумов по методу полных циклов

Более детально рассмотрим изменение давления, зафиксированное системой диспетчерского контроля и управления (СДКУ) на выходе НПС (рис. 2).

Для расчета приведенной цикличности из графика изменения давлений следует выделить характерные циклы. Для сравнения различных методов схематизации выполним расчет цикличности на примере действующего нефтепровода. За рассматриваемый интервал времени принят период [8:24 – 18:00]. Приведенная цикличность по методике:

$$N_{прив} = \left(\frac{0,68}{2,0}\right)^{2,2} + \left(\frac{2,6}{2,0}\right)^{2,2} + \left(\frac{2,8}{2,0}\right)^{2,2} = 4 \text{ цикла.} \quad (3)$$

Цикличность по методу полных циклов:

$$N_{прив}^* = \left(\frac{0,5}{2,0}\right)^{2,2} + \left(\frac{5,1}{2,0}\right)^{2,2} = 8 \text{ циклов.} \quad (4)$$

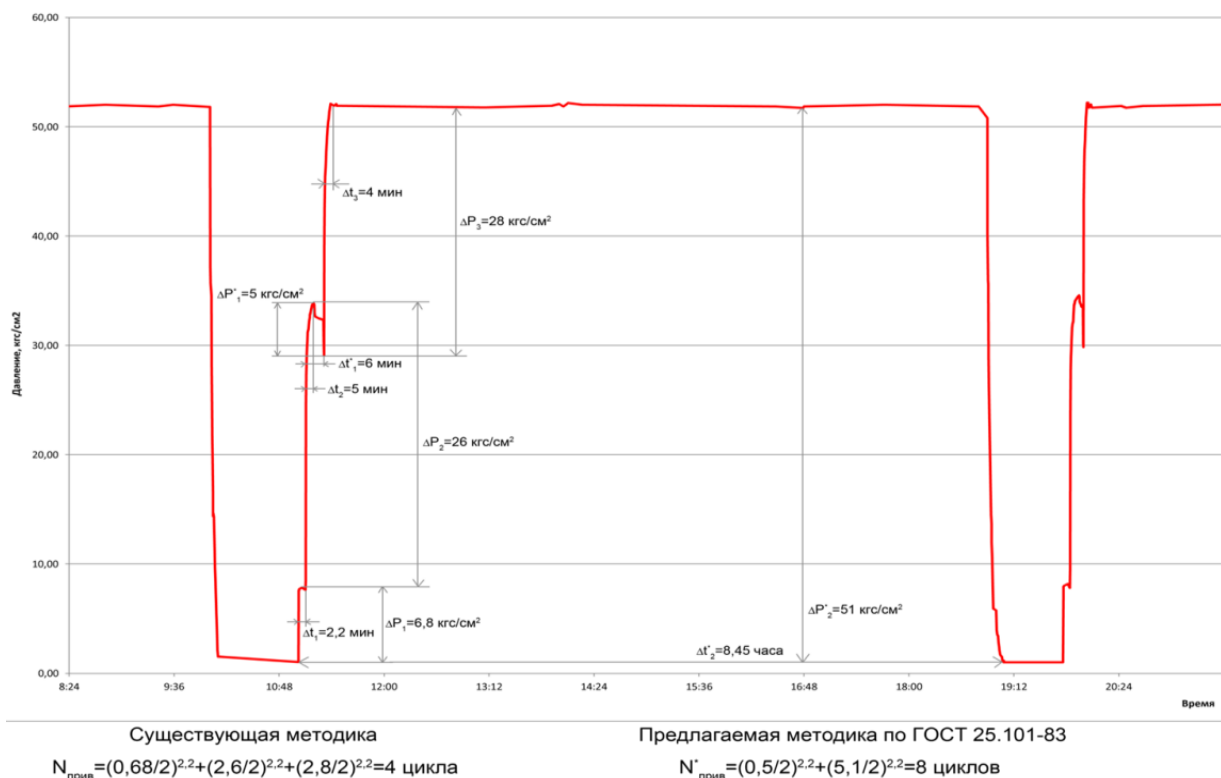


Рис. 2. Сравнение методик учета изменения давления на выходе НПС

Разница между значениями приведенной цикличности по различным методикам составляет 4 цикла. Результаты вышеизложенного позволят усовершенствовать подход к учету изменения давлений и минимальное значение перепада давления, к которому приводятся значения ряда изменений давления. Верификацию полученных значений цикличности предлагается проводить по датчикам давления СДКУ, установленных на выходе НПС и по данным контрольных пунктов (КП) линейной части (ЛЧ).

Как показывает анализ причин аварий на МТ, трубы разрушаются раньше амортизационного срока и зачастую при средних рабочих давлениях перекачки в нефтепроводах [2].

Известно, что малоцикловое разрушение труб, в отличие от статического, является весьма чувствительным к концентраторам напряжений, т.е. к дефектам металла [3,4]. Для реализации малоциклового разрушения должно существовать два фактора: циклический характер воздействия внутреннего давления и наличие концентрации напряжений.

Анализ данных, выгружаемых СДКУ, и влияние каждого отдельного цикла нагружения нефтепровода на прочностные характеристики материала трубы были опубликованы в статье [5].

Анализ существующей литературы на предмет влияния прочих нагрузок на трубопровод показал, что на расчет цикличности также оказывают влияние следующие факторы [6]:

- вибрационные нагрузки;
- динамические нагрузки от движения транспорта (переходы через авто- и железные дороги);

- нагрузки и воздействия, возникающие в период плановых работ по очистке и испытанию трубопроводов;
- работы по освобождению и заполнению трубопровода;
- воздействие предварительного напряжения трубопровода, упругий изгиб;
- перепад температуры окружающей среды и грунта.

При расчете цикличности рассматриваются перепады давления на выходе перекачивающих станций, в то время как перепады давления по трассе МТ не учитываются. В статье [7] было предложено использовать в расчетах дополнительные коэффициенты. Автором предлагается, используя данные по давлениям из СДКУ, определять давления в каждой секции участка трубопровода. И, затем, для расчета цикличности нагружения каждой секции МТ выполнять обработку трендов давлений.

Для выполнения расчетов перепадов давления каждой трубной секции необходимо создание математической модели. Целью формирования математической модели является перевод значений давления из СДКУ в давления для каждой секции с учетом гидроуклона.

Возможные ситуации работы МТ:

- простой участок МТ (без отборов/подкачек, перевальных точек);
- участок МТ с лупингами (резервными нитками) и вставками, участки МТ с переменными диаметрами;
- участок МТ с отборами (сбросами)/подкачками;
- участок МТ с перевальной точкой.

Используя исходные данные, формируется матрица временных рядов (форма матрицы представлена в таблице 1).

Таблица 1. Матрица временных рядов

| № п/п | $t_{д1}$, дд.мм.гггг чч.мм.сек | P_1 , кгс/см ² (МПа) | $t_{д2}$, дд.мм.гггг чч.мм.сек | P_2 , кгс/см ² (МПа) | ... | $t_{дn-1}$, дд.мм. .гггг чч.мм. .сек | P_{n-1} , кгс/см ² (МПа) | $t_{дn}$, дд.мм.гггг г чч.мм.се к | P_n , кгс/см ² (МПа) |
|---|------------------------------------|---|---------------------------------------|---|-----|---|---|--|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | ... | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Пример заполнения | | | | | | | | | |
| 1 | 01.01.2014 18:02:31 | 30,52 | 01.01.2014 18:03:04 | 11,72 | ... | | | | |
| 2 | 02.01.2014 3:01:31 | 30,79 | 02.01.2014 0:27:27 | 11,88 | | | | | |
| 3 | 02.01.2014 3:01:41 | 30,54 | 02.01.2014 2:14:08 | 12,05 | | | | | |
| Примечания: $t_{дn}$ – временной ряд n -го датчика, дд.мм.гггг чч.мм.сек; P_n – ряд значений давлений n -го датчика, кгс/см ² (МПа) | | | | | | | | | |

Расчет гидроуклонов проводится на участках между соседними датчиками КП на НПС. Для участков между датчиками формируется матрица напоров и гидроуклонов по форме таблицы 2.

Таблица 2. Матрица напоров и гидроуклонов для датчиков НПС-НПС

| № п/п | $t_{\partial 12}$, дд.мм.гггг чч.мм.сек | $H_{\partial 1}$, м | $H_{\partial 2}$, м | i_{12} , м /км |
|---|---|----------------------|----------------------|------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Пример заполнения | | | | |
| 1 | 01.01.2018 18:02:31 | 357,58 | 139,23 | 2,67 |
| 2 | 01.01.2018 18:03:04 | 357,58 | 139,23* | 2,67 |
| 3 | 02.01.2018 0:27:27 | 360,73* | 137,35 | 2,65 |
| 4 | 02.01.2018 2:14:08 | 360,73* | 141,13 | 2,63 |
| 5 | 02.01.2018 3:01:31 | 360,73 | 141,13 | 2,67 |
| 6 | 02.01.2018 3:01:41 | 357,80 | 141,13 | 2,63 |
| Примечания: $t_{\partial 12}$ – общий временной ряд, сформированный из показаний датчиков 1 и 2, ранжированный в хронологическом порядке дд.мм.гггг чч.мм.сек; $H_{\partial 1} (H_{\partial 1})$ – напор в точке установки датчика 1 (2); i_{12} – гидроуклон на участке между датчиками 1-2 | | | | |

Учитывая, что временной ряд общий (например: для времени t_2 на датчике давления №1 будет отсутствовать изменения напора), синхронизация значений давлений заключается в назначении напора на датчике №1 равным большему значению напора из ближайших соседних показаний датчика (значения с «*» в таблице 2).

Напор в точке установки датчика n рассчитывается по формуле:

$$H_n = \frac{P_n}{\rho \cdot g}, \quad (5)$$

где ρ – плотность нефти (нефтепродукта) в текущий период времени, кг/м³,
 g – ускорение свободного падения, принимаемое 9,81 м/с².

Формируется матрица давлений и напоров в каждой секции участка МТ. Схематичное изображение распределения давления по показаниям датчиков, представлено на рис. 3.

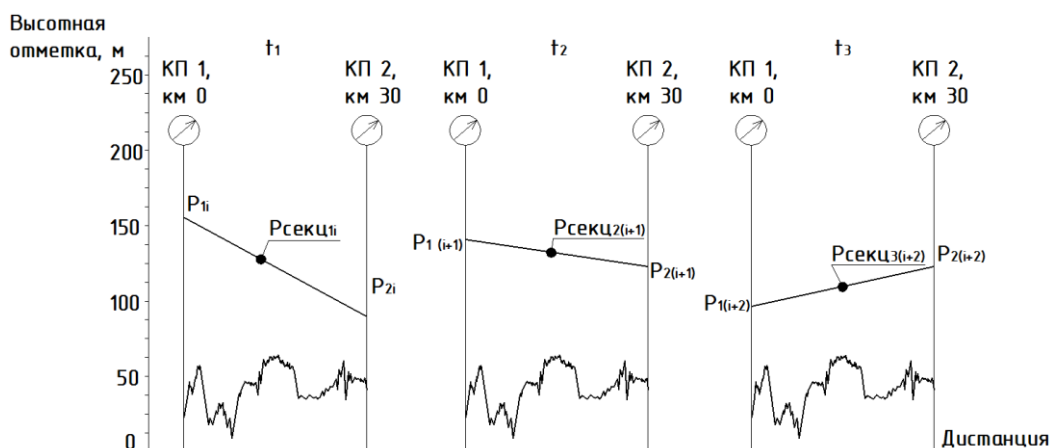


Рис. 3. Распределение давления на датчиках давления СДКУ в момент времени t_1, t_2, t_3

Вычислив значения давлений в каждой секции МТ и зная перепад давления в каждой секции, используя зависимость (*) можно определить цикличность в каждой секции МТ.

Методика расчета цикличности предполагает учет перепадов давления, кратных 0,2 МПа, обусловленных включением насосных агрегатов и технологических переключений. В результате расчета по действующим нормативным документам цикличность приводится к 2,0 МПа и в дальнейших расчетах дефектов ЛЧ МТ и сроках внутритрубной диагностики используется одно значение цикличности для технологического участка МТ, вследствие чего коэффициент запаса приведенной цикличности для каждой секции технологического участка различный (рис. 4).

Предлагается рассмотреть варианты совершенствования расчета цикличности нагружения МТ:

- 1) цикличность на участке между НПС принимается величиной постоянной (рис. 5);
- 2) цикличность определяется в точках отбора давления (рис. 6);
- 3) единое значение для технологического участка, определенное как максимальное на участке (рис. 7);
- 4) уникальное значение цикличности в каждой секции (рис. 8-10).

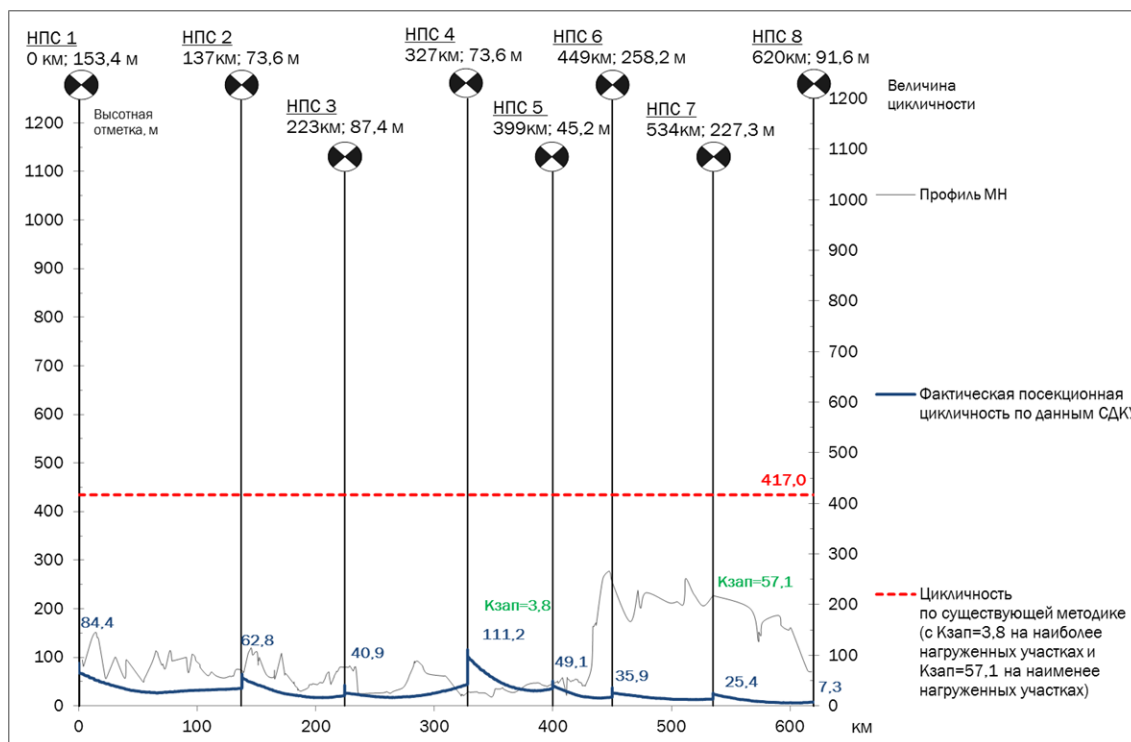


Рис. 4. Результаты расчета цикличности участка МТ за 2015 год

Из предложенных вариантов следует отметить варианты 2 и 4 (рис. 6 и рис.8), достоинствами которых являются:

- значения цикличности уникальны для каждой секции и являются фактическими показателями нагружения, поскольку датчики давления КП записывают значения давления в режиме реального времени вне зависимости от внешних факторов;
- позволяет исключить коэффициент запаса, который в настоящей методике является величиной, переменной для каждой секции;

– позволит перераспределить замены участков ЛЧ МТ и устранение дефектов (выполнять работы на ЛЧ МТ в первую очередь там, где участок МТ более нагружен, и отложить работы на более поздний срок на менее нагруженных участках).

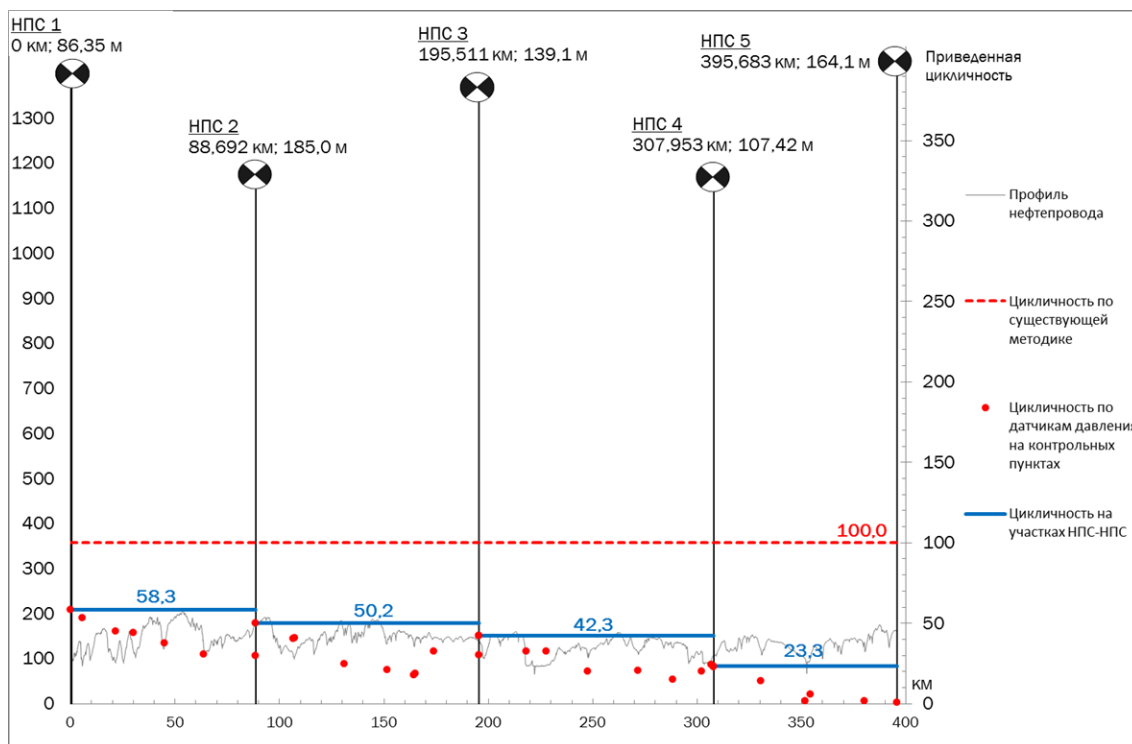


Рис. 5. Вариант расчета цикличности №1

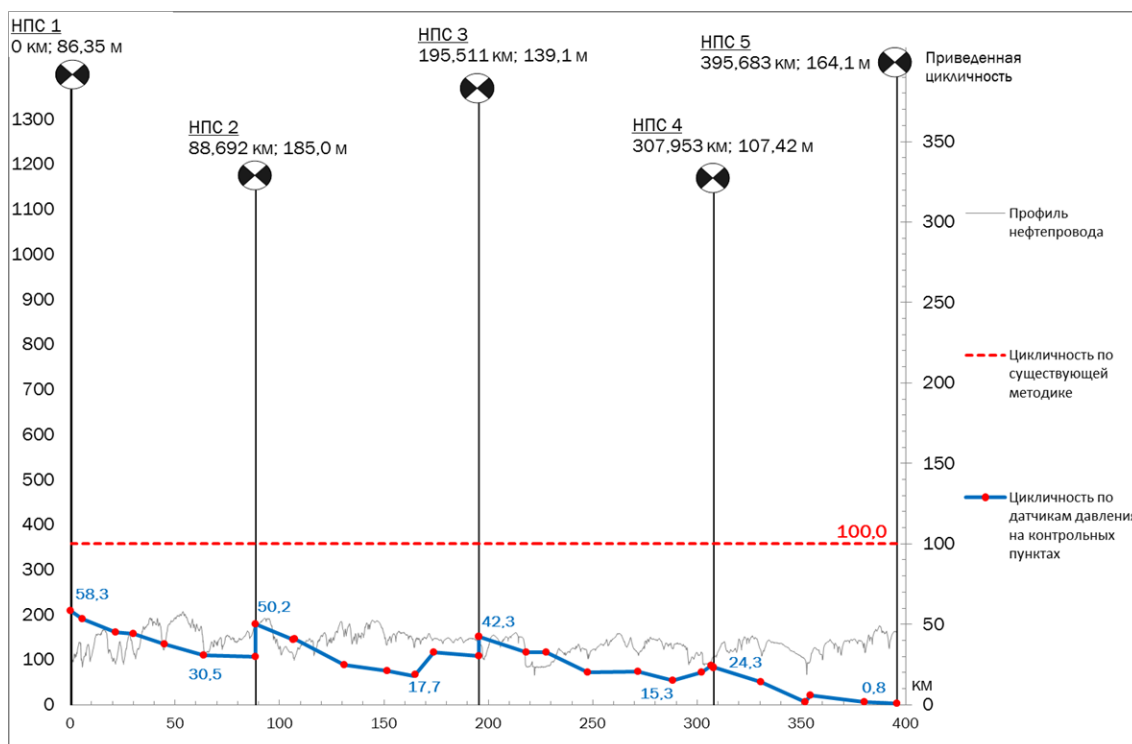


Рис. 6. Вариант расчета цикличности №2

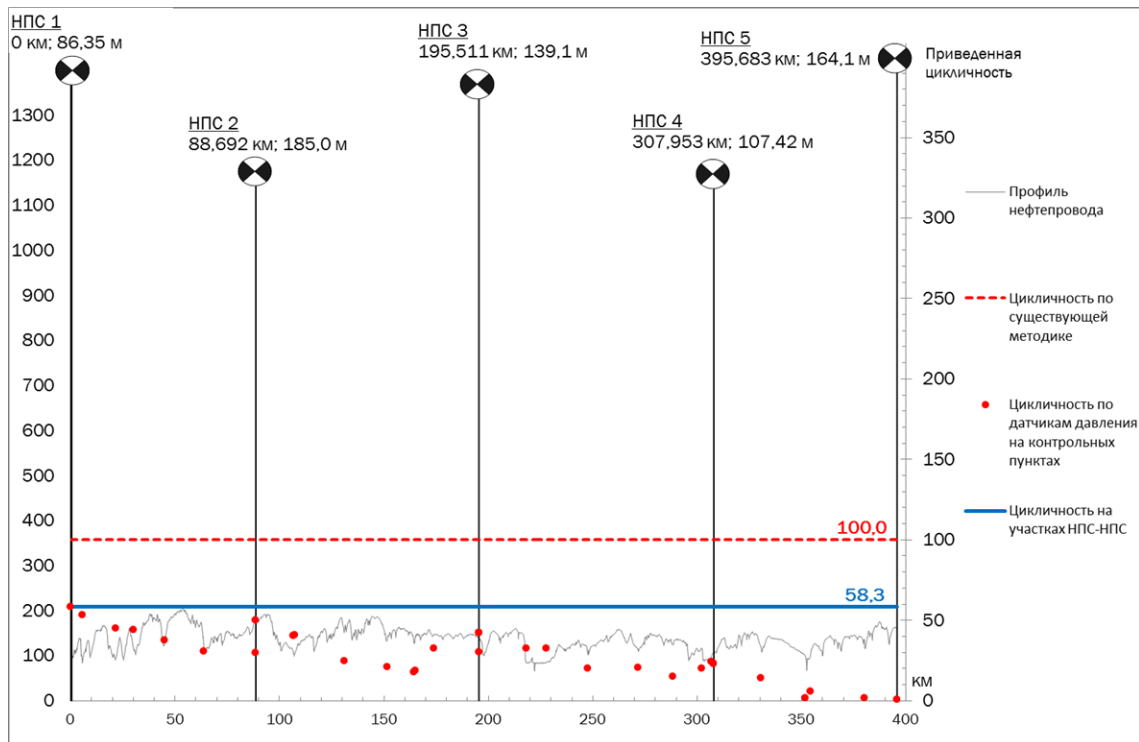


Рис. 7. Вариант расчета цикличности №3

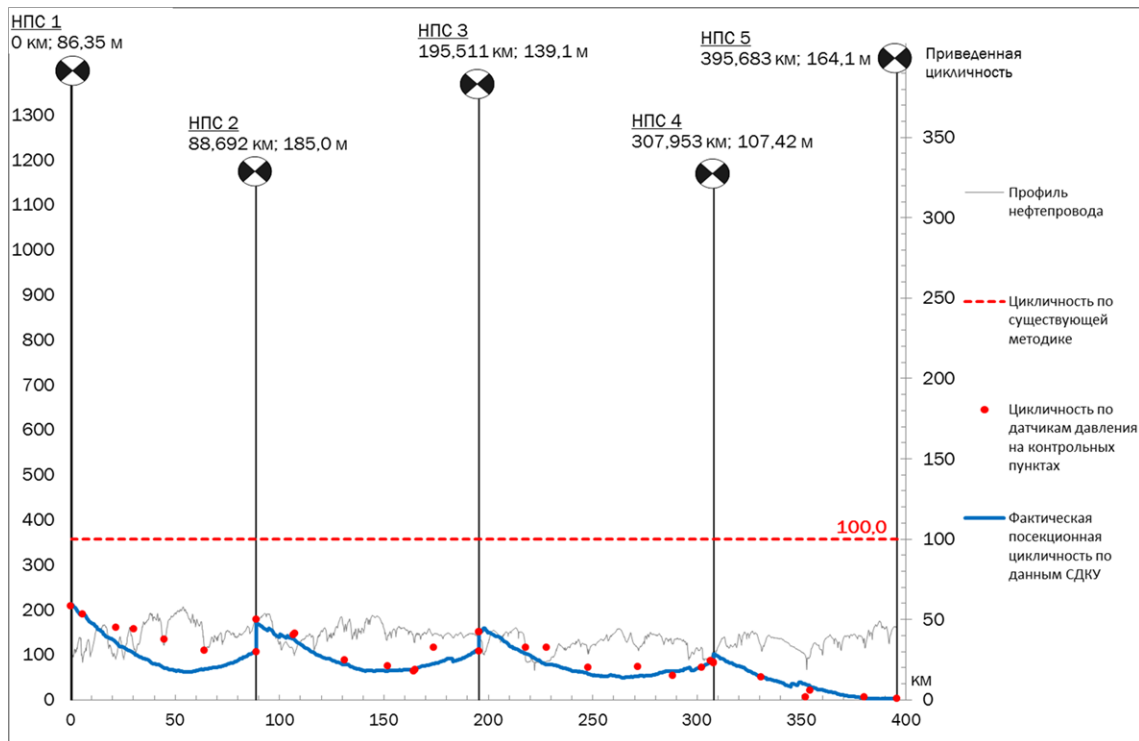


Рис. 8. Вариант расчета цикличности №4

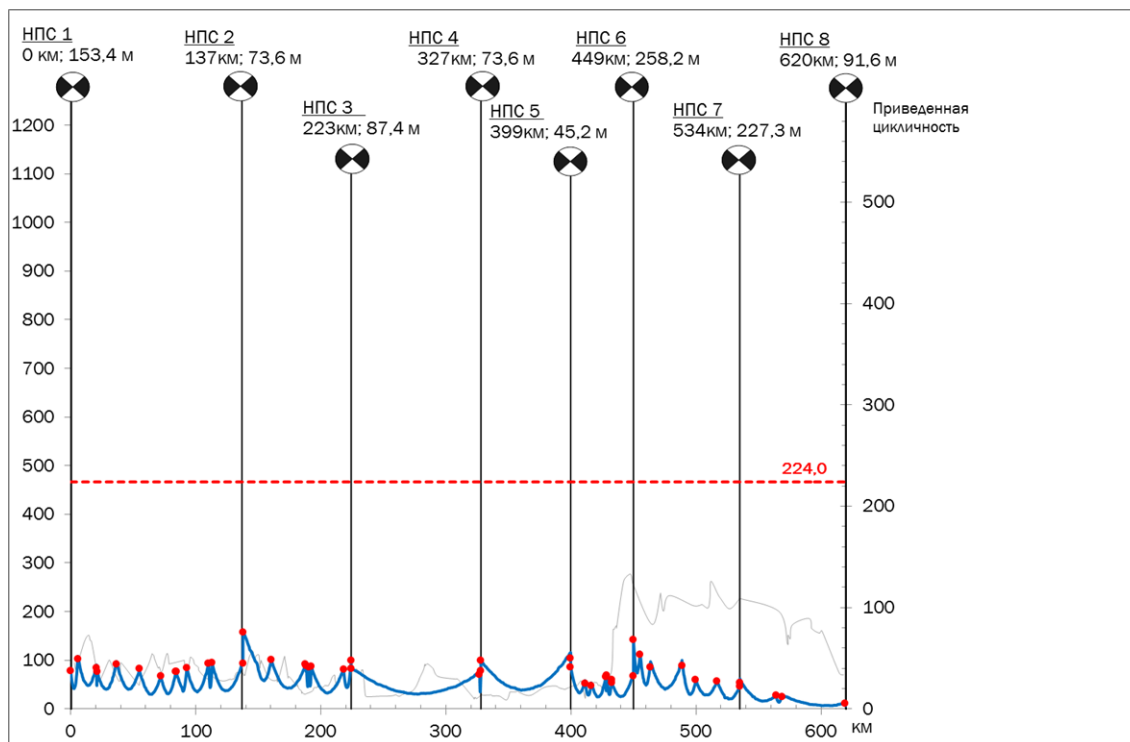


Рис. 9. Вариант расчета цикличности №5

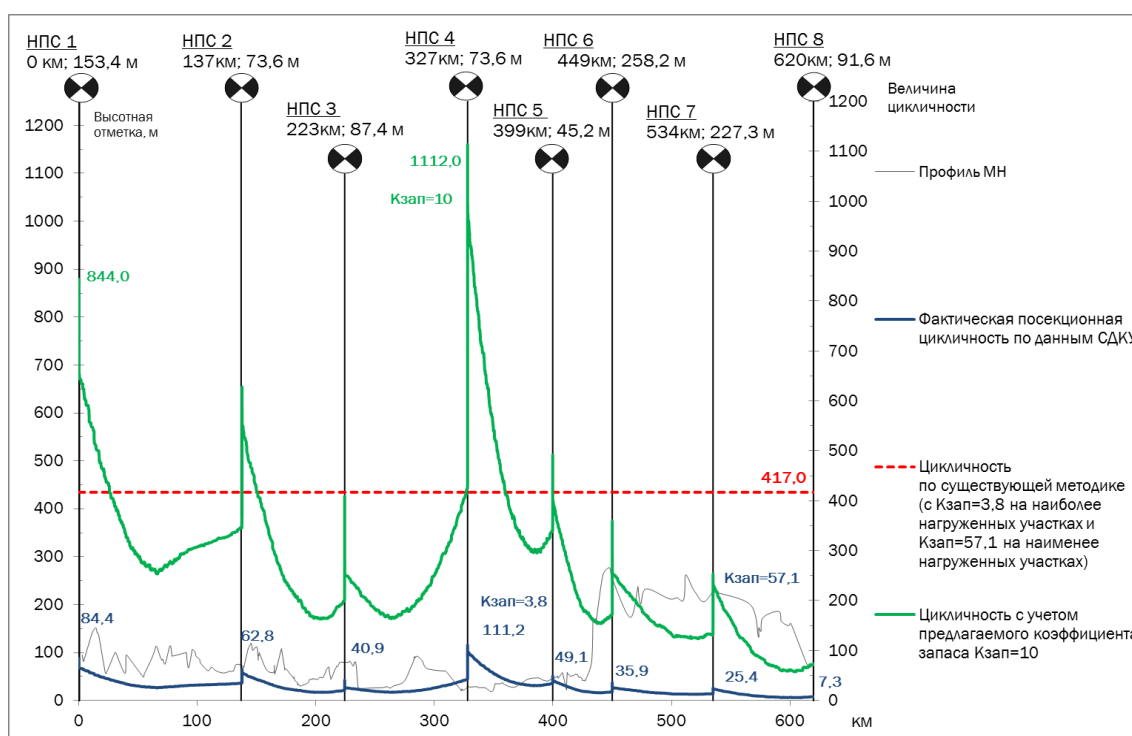


Рис. 10. Вариант расчета цикличности №6

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Величина цикличности, получаемая по методике, не позволяет определить участки МТ, наиболее подверженные циклическим нагрузкам и воздействиям. Более правильный

подход к расчету цикличности позволит увеличить остаточный ресурс труб участка МТ и, как следствие, интервалы между ремонтными работами.

Экономическая эффективность будет просчитана по результатам внедрения новой методики за счет снижения удельных затрат на ремонт одного километра дефектных труб. Теоретически, цикличность, полученная по новой методике, будет уменьшена в 2–3 раза, а, соответственно, и стоимость инвестиций, вкладываемых в устранение дефектов, так же уменьшится.

Экономический эффект будет достигнут за счет корректировки перспективных планов устранения дефектов на линейной части МТ.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Конечным результатом работы должна стать методика, в которой будут учтены разработанные автором технические требования:

- математическая модель на основе диспетчерских данных, которая позволит отслеживать изменение технологических параметров работы МТ;
- трехпараметрическая система учета изменений давлений (учет перепада давления, первоначального значения давления и очередности перепадов по времени);
- обработка данных по изменению давления, основанная на методе полных циклов [2];
- минимальный перепад давления, с которого ведется учет изменения давления – 0,1 МПа;
- верификация полученных результатов по датчикам давления СДКУ, установленных на НПС и данных с КП;
- анализ нагружения каждой секции;
- учет влияния профиля трубопровода;
- учет наличия лупингов и вставок, резервных ниток, сбросов и подкачек;
- учет включения в работу резервных ниток (требуется выполнять индивидуальный расчет цикличности нагружения резервных ниток нефтепровода, поскольку в настоящее время цикличность нагружения резервного трубопровода определяется по нагруженности основной нитки);
- учет нестационарных процессов в трубопроводе.

После реализации новой методики появится возможность планировать режимы работы и учитывать критерий цикличности нагружения МТ для каждого участка, а это позволит ранжировать трубопровод по опасности секций.

БЛАГОДАРНОСТИ

Автор хотел бы поблагодарить генерального директора АО «Транснефть–Сервис» М.Г. Мурашко за постановку задачи по комплексному анализу подходов к расчету цикличности нагружения магистральных трубопроводов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] ГОСТ 25.101-83. Расчеты и испытания на прочность. Методы схематизации случайных процессов нагружения элементов машин и конструкций и статистического представления результатов.
- [2] Старение труб нефтепроводов / А.Г. Гумеров и [др.] – М.: Недра, 1995 – 218 с.

- [3] Гусенков, А.П. Малоцикловая прочность оболоченных конструкций / А.П. Гусенков, Г.В. Москвитин, В.Н. Хорошилов. – М.: Наука, 1989 – 254 с.
- [4] Гумеров, А.М. Характер разрушения металла труб нефтепроводов при малоцикловом нагружении / А.М. Гумеров, К.М. Ямалеев // Нефтяное хозяйство. – 1985. – №6. – С. 46-48.
- [5] Определение и учет циклов нагружения магистрального нефтепровода / О.В. Чепурной [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. - №3(19). – С. 23-29.
- [6] СП 36.13330.2012 Свод правил «СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».
- [7] Варшицкий, В.М. Методология определения интервала повторных испытаний участка нефтепровода с трещиноподобными дефектами / В.М. Варшицкий, М.И. Валиев, О.А. Козырев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. - №3(11). – С. 42-46.

УДК 621.644.052

А. А. Сергаев

ОПТИМИЗАЦИЯ ВЫБОРА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТРЕБУЕМОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

Аннотация – Исследование посвящено сравнительному анализу современных технических решений, применяемых для обеспечения требуемой (увеличения) пропускной способности существующих магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов. Выполнены расчёты на примере условного технологического участка трубопровода с моделированием увеличения рабочего давления трубопровода, строительства лупингов и использования противотурбулентной присадки. По результатам расчетов определено, что ввиду уникальности каждого участка между соседними перекачивающими станциями, стоимость и достигаемый эффект от различных технических решений могут существенно отличаться. По итогам исследования предложен алгоритм выбора оптимального варианта обеспечения заданной производительности по критериям наименьшей оценочной стоимости реализации мероприятий, с учетом технологических ограничений.

Ключевые слова – магистральный нефтепровод, магистральный нефтепродуктопровод, пропускная способность, производительность, способы увеличения пропускной способности, допустимое рабочее давление

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время динамично происходят процессы диверсификации грузопотоков и смены стратегических направлений перекачки, что требует оперативного увеличения пропускной способности отдельных трубопроводов. При этом, ключевую роль играет необходимость оптимизации и сокращения капитальных и эксплуатационных затрат при безусловном выполнении задач по обеспечению требуемой производительности трубопроводных систем.

Традиционные методы увеличения пропускной способности (строительство лупингов и вставок большего диаметра, увеличение количества перекачивающих станций) дороги и продолжительны по времени их реализации. В настоящее время в ПАО «Транснефть» задача оперативного увеличения производительности трубопроводов решается применением противотурбулентных присадок. Недостатком применения присадок является их высокая стоимость.

В современных нормах технологического проектирования, по аналогии с принципом вариантного проектирования по СНиП 2.05.06-85*, применяемым для новых трубопроводов – проектирование по критериям оптимальности (минимальные затраты при сооружении и эксплуатации трубопровода), задекларирован принцип выбора способа обеспечения заданной пропускной способности с применением технико-экономического расчёта. Вместе с тем, алгоритмы реализации данного принципа на практике в нормативных документах не обозначены.

Настоящая статья содержит основные принципы и предлагает механизм реализации выполнения вариантных (оптимизационных) расчетов, применяемых для целей выбора варианта обеспечения требуемой производительности на эксплуатируемых трубопроводах.

II. ТЕОРИЯ

Расчёт вариантов обеспечения заданной пропускной способности является предварительным расчётом, позволяющим до начала проектных работ или технико-экономического проектирования провести предварительный оценочный анализ вариантов по экономическому критерию – минимизации капитальных и эксплуатационных затрат.

Расчёт вариантов позволяет из значительного множества различных способов обеспечения требуемой пропускной способности выбрать несколько (с различными, но близкими по критерию минимальных затрат), для дальнейшего анализа по неэкономическим параметрам (эксплуатационная надёжность, безопасность, ремонтпригодность и т.д.), и/или для формирования обращения в проектную организацию.

Преимуществом выполнения оценочного расчёта на ранней стадии реализации варианта является высокий уровень влияния на последующие затраты при низких (фактически, равных нулю) текущих затратах. Характеристика этапов существования проекта приведена на рис. 1 [1].

Выбор способов обеспечения требуемой пропускной способности определяется оценочным технико-экономическим расчётом. Критерием выбора набора решений является минимизация капитальных и эксплуатационных затрат за рассматриваемый период эксплуатации трубопровода [2]:

$$\Omega = \{\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n\}, \text{ при } \omega_n \leq \omega_{\min} + 30\%, \omega_1 = \omega_{\min}, \quad (1)$$

где $\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n$ – суммарные затраты вариантов в пределах, не более чем на 30 % превышающих вариант с минимальными суммарными затратами ω_{\min} ;

ω_{\min} – минимальные суммарные затраты варианта по всем рассмотренным вариантам:

$$\omega_{\min} = \min (\omega_k), \quad (2)$$

где ω_k – суммарные затраты k -го варианта за t -лет эксплуатации.

Затраты k -го варианта за t -лет эксплуатации предлагается определять по формуле:

$$\omega_k = KZ_k + \sum_{t=1}^T (\mathcal{E}Z_k(t) \cdot R_t), \quad (3)$$

где T – расчётный период эксплуатации, лет;

R_t – прогнозное значение индекса-дефлятора, соответствующего t -му году эксплуатации;

KZ_k – капитальные затраты k -го варианта, необходимые для выполнения работ по реконструкции трубопровода;

$ЭЗ_k(t)$ – эксплуатационные затраты k -го варианта за t -ий год эксплуатации.



Рис.1. Характеристика этапов существования проекта

Количество всех возможных вариантов N_S определяется как произведение числа возможных вариантов по каждому способу увеличения пропускной способности трубопровода:

$$N_S = \prod_{i=1}^n \left(\frac{L_i}{m_i} + 1 \right), \quad (4)$$

где L_i – диапазон изменения величины, характеризующей реализацию i -го варианта: протяженность лупинга, диапазон изменения рабочего давления на выходе НПС, концентрация присадки и т.д.;

m_i – шаг изменения величины, характеризующей реализацию i -го варианта.

n – число заданных способов обеспечения требуемой пропускной способности

Расчёт количества вариантов по формуле (4) применим только для заданных конфигураций насосных агрегатов НПС (количество и тип, схема включения).

Капитальные затраты k -го варианта включают замену участков линейной части, ограничивающих требуемое рабочее давление на выходе НПС, строительства лупингов, узлов ввода ПТП, реконструкции ТТ и оборудования (в том числе замена насосов или роторов насосов).

Эксплуатационные затраты k -го варианта за t -й год включают противотурбулентную присадку и дополнительную электроэнергию для перекачки заданного объема продукта, при повышении давления на выходе НПС по сравнению с электроэнергией для перекачки этого же объема нефти, но без увеличения давления на выходе НПС.

Стоимость единицы электроэнергии, присадки, замены трубы и оборудования принимается в расчётах в качестве исходных данных.

Для построения расчётной математической модели условного технологического участка использованы следующие принципы и расчётные методики:

Потери на трение на произвольном участке трубопровода с постоянным внутренним диаметром определены по формуле Лейбензона.

Для расчета потерь на трение с использованием присадки h^n , предложена формула:

$$h^n = \frac{\lambda_n}{\lambda} \cdot \beta \frac{v^m Q^{2-m}}{d^{5-m}} L, \quad (5)$$

где Q – расход перекачки, м³/с;

v – кинематическая вязкость продукта, м²/с;

L – длина участка трубопровода, м;

d – внутренний диаметр участка трубопровода, м;

β, m – коэффициенты в формуле Лейбензона, принимаемые в зависимости от режима течения в соответствии с приведенными в справочной литературе рекомендациями.

λ – коэффициент сопротивления без применения ПТП;

λ_n – коэффициент сопротивления при эффективности присадки, полученной с кривой эффективности при заданной концентрации ПТП, получен из формулы [3]:

$$\lambda_n = \lambda \left(1 - \frac{\psi}{100\%} \right), \quad (6)$$

где ψ – коэффициент эффективности ПТП.

Приравняв потери на трение, определяемые по формуле Лейбензона и по формуле Дарси-Вейсбаха, можно вычислить коэффициент гидравлического сопротивления без ПТП λ :

$$\lambda = \frac{\pi^2 g}{8} \cdot \beta \cdot \left(v \cdot \frac{d}{Q} \right)^m, \quad (7)$$

где g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

Для расчета потерь напора на участке с лупингом предлагается численно решить систему уравнений, объединяющую уравнения Лейбензона для основной нитки и лупинга и условие постоянства общего (суммарного) расхода:

$$\begin{cases} h_o = \beta_o \cdot \frac{v^{m_o} \cdot Q_o^{2-m_o}}{d_o^{5-m_o}} \cdot L_o; \\ h_l = \beta_l \cdot \frac{v^{m_l} \cdot Q_l^{2-m_l}}{d_l^{5-m_l}} \cdot L_l; \\ Q = Q_o + Q_l, \end{cases} \quad (8)$$

где Q_o, Q_l – расход в основной нитке и в лупинге соответственно, м³/с;

Решение системы уравнений достигается подбором таких значений расходов по основной нитке и по лупингу, при котором потери напора в лупинге и основной нитке отличаются не более, чем на заданную малую величину. Данный подход позволяет

рассчитать потери напора на совместном участке при возможном различии протяженности и режимов течения по основной нитке и лупингу.

1. Суммарная характеристика насосных агрегатов определяется по известному принципу сложения напоров (последовательное подключение) и расходов (параллельное подключение). При различии Q - H характеристик насосов и их параллельном соединении предлагается численно решить следующую систему уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} h_1 = f(Q_1); \\ h_2 = f(Q_2); \\ \dots; \\ h_n = f(Q_n); \\ H_{HC} = h_1 = h_2 = \dots = h_n = const; \\ Q_{HC} = Q_{HA1} + Q_{HA2} + \dots + Q_{HAN}, \end{array} \right. \quad (9)$$

где $h_1=f(Q_1), h_2=f(Q_2) \dots h_n=f(Q_n)$ – известные Q - H характеристики насосов.

Система уравнений (9) решается подбором такого значения напора $h = H_{HC}$, при котором сумма расходов, полученных с Q - H характеристик каждого насоса, будет соответствовать заданному расходу через НС Q_{HC} .

Несущая способность каждой трубной секции определяется по формуле:

$$P_{дон.g}^{\delta} = \frac{2 \cdot \delta \cdot m \cdot \sigma_6}{n \cdot k_1 \cdot k_n \cdot (D_n - 2\delta)}, \quad (10)$$

где δ – толщина стенки g -той трубной секции, мм;

σ_6 – временное сопротивление металла труб, МПа;

D_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

n, k_1, k_n, m – коэффициенты запаса прочности по СНиП 2.05.06-85*.

Коэффициенты в формуле Лейбензона, приняты на основе данных справочной литературы.

Перед проведением расчетов выполняется калибровка по существующему режиму работы МН путем подбора соответствующих значений шероховатости, внутреннего диаметра, коэффициента местных сопротивлений для каждого участка трубопровода между работающими НПС.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Сравнение технических решений по обеспечению требуемой пропускной способности выполнено на примере условного технологического участка трубопровода условным диаметром 1000 мм и протяженностью 330 км, с 4-мя перекачивающими станциями, на котором необходимо обеспечить пропускную способность 80 млн.т/год. Схема технологического участка приведена на рис.2.

В качестве примера для выбора варианта обеспечения требуемой производительности технологического участка рассмотрены следующие технические решения:

– увеличение допустимого рабочего давления на выходе НПС за счет замены ограничивающих участков линейной части;

- доработка или замена существующих насосных агрегатов с учетом требуемых производительности и расчетных давлений на выходе НПС;
- использование противотурбулентной присадки. В данном примере рассмотрена противотурбулентная присадка «FLO MXA» с кривой эффективности, приведенной в статье [4];
- удлинение существующих лупингов DN800 мм;
- строительство вставок DN1000 мм или DN1200 мм к существующим лупингам;
- комбинирование вышеуказанных вариантов.

Принятый эксплуатационный горизонт для производительности 80 млн./год – 10 лет.

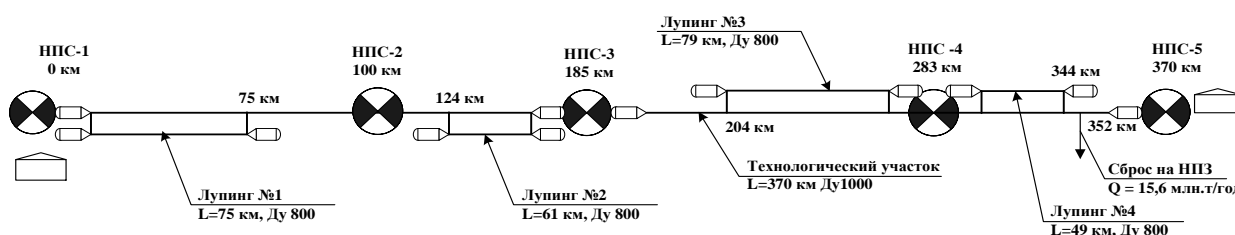


Рис.2. Схема технологического участка Ду1000 мм, L=330 км

Для поиска оптимального варианта, с учетом формулы (4), необходимо выполнить значительное число технологических расчетов, с применением ЭВМ.

В процессе исследования, выполнена серия расчетов с заданным малым шагом увеличения давления на выходе НПС, протяженности лупингов и концентрации присадки, результаты расчёта для участка от НПС-1 до НПС-2 приведены на графиках (рис. 3 и рис. 4).

Аналогичные расчёты выполнены для всех участков от НПС до НПС рассматриваемого технологического участка.

Сравнение оценочной стоимости технических решений по обеспечению производительности технологического участка 80 млн.т/год приведено в таблице 1.

Таблица 1. Сравнение оценочной стоимости технических решений

| № п/п | Описание варианта | Достигаемая пропускная способность, млн.т/год | Оценочная стоимость за 10-летний период, млн. Р ¹⁾ |
|-------|---|---|---|
| 1 | Повышение давления, с реконструкцией НПС и заменой ограничивающих участков | 75,64 | 21 141,4 |
| 2 | Использование противотурбулентной присадки | 80,00 | 16 614, 4 |
| 3 | Удлинение существующих лупингов DN800 | 66,32 ²⁾ | 5 750, 9 |
| 4 | Строительство новых лупингов DN1200 | 67,73 ²⁾ | 8 071, 3 |
| 5 | Сочетание повышения давления на выходе НПС и использование противотурбулентной присадки | 80,00 | 13 097, 5 |

Примечания:

1) Данные по стоимости технических решений приведены с целью демонстрации алгоритмов выбора оптимального варианта и могут не соответствовать фактической стоимости оборудования / материалов. Для практического применения необходимо использовать данные по стоимости с привязкой к конкретному трубопроводу.

2) Производительность ограничена существующим насосным оборудованием НПС

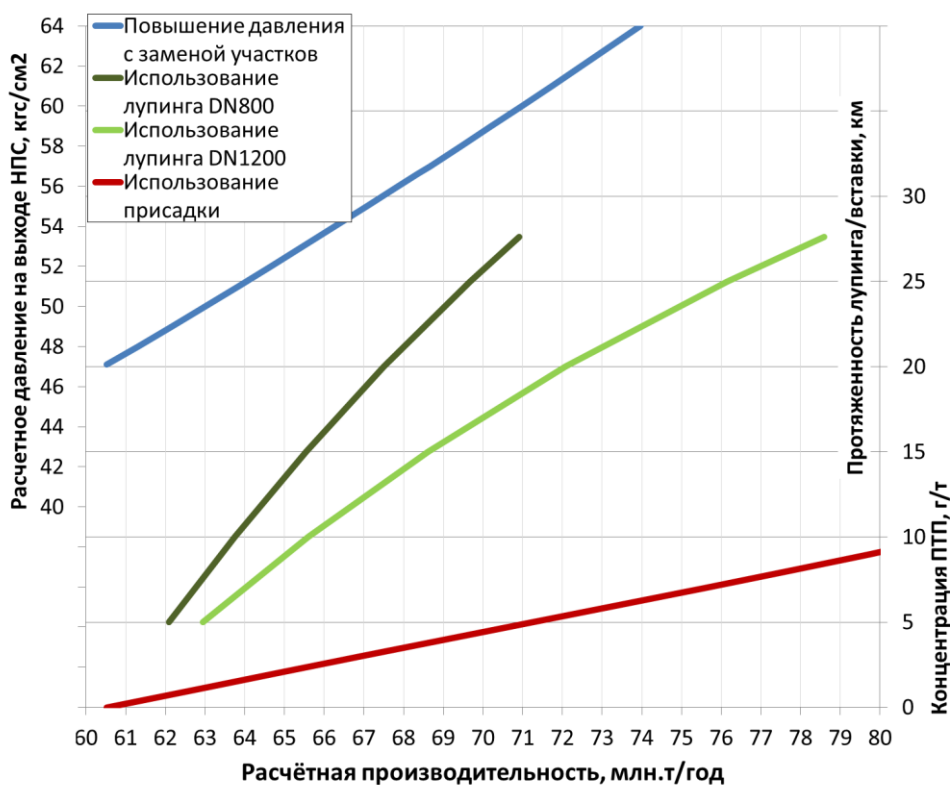


Рис. 3. Результаты расчетов увеличения производительности в зависимости от применяемых технических решений на примере участка от НПС-1 до НПС-2

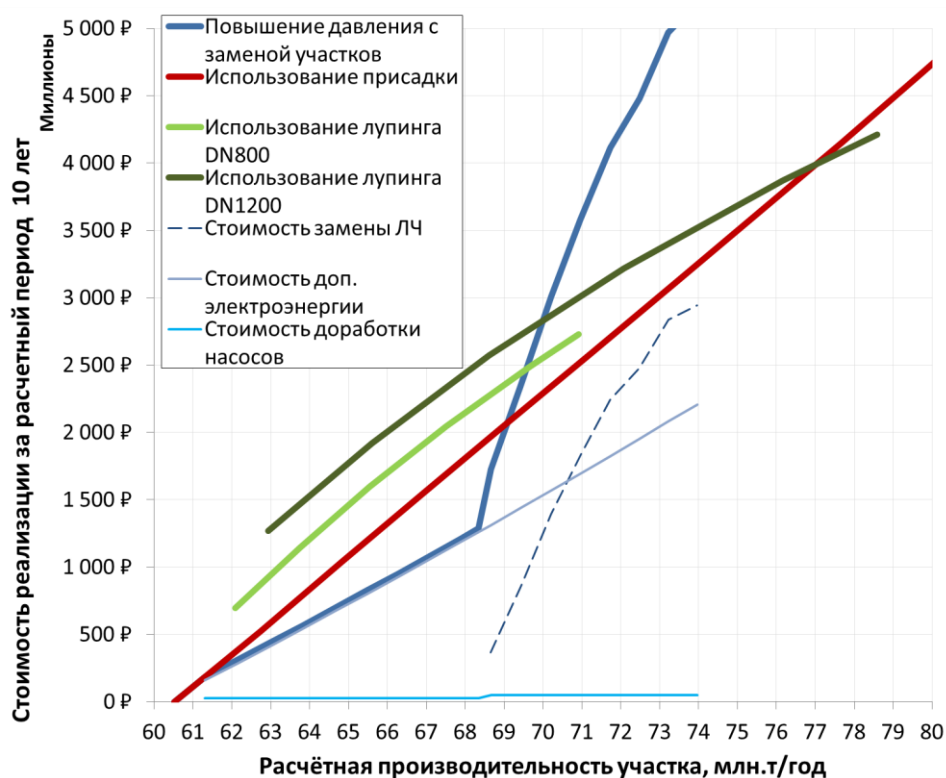


Рис. 4. Результаты оценочных расчётов стоимости применяемых технических решений на примере участка от НПС-1 до НПС-2

Результат моделирования расчетного режима работы технологического участка с производительностью 80 млн.т/год приведен на рис.5.

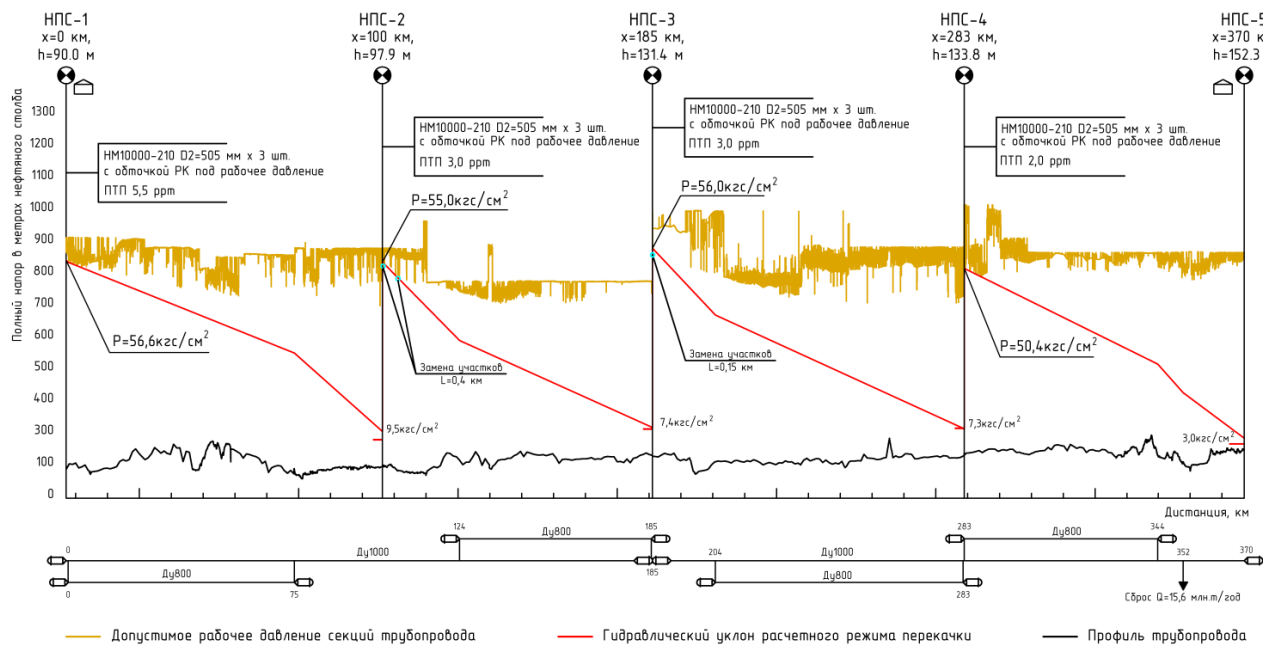


Рис. 5. Результат моделирования расчетного режима работы технологического участка с производительностью 80 млн.т/год

По результатам исследования предложен унифицированный алгоритм проведения оптимизационных расчётов при выборе технических решений для обеспечения требуемой производительности нефте- или нефтепродуктопровода (см. рис. 6).

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

По результатам проведения расчетов для приведенного примера технические решения по увеличению пропускной способности путем только строительства лупингов (вставок большего диаметра к лупингам) или только путем увеличения давления на выходе НПС не обеспечивают требуемую производительность технологического участка 80 млн.т/год.

Наиболее экономически целесообразным исходя из особенностей рассматриваемого технологического участка, эксплуатационного горизонта (10 лет), требуемой производительности 80 млн.т/год является комбинация повышения давления на выходе НПС (с доработкой существующего насосного оборудования) и использование противотурбулентной присадки.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Каждый участок эксплуатируемых магистральных трубопроводов между НПС имеет свою уникальную специфику: несущую способность труб, протяженность, профиль трассы, насосное оборудование, сконфигурированное под существующие режимы, схему перекачки. Следовательно, стоимость и достигаемый эффект от различных технических решений могут существенно отличаться: на одних участках целесообразно увеличить рабочее давление, на других — наоборот, нарастить производительность за счёт применения лупингов и противотурбулентной присадки.

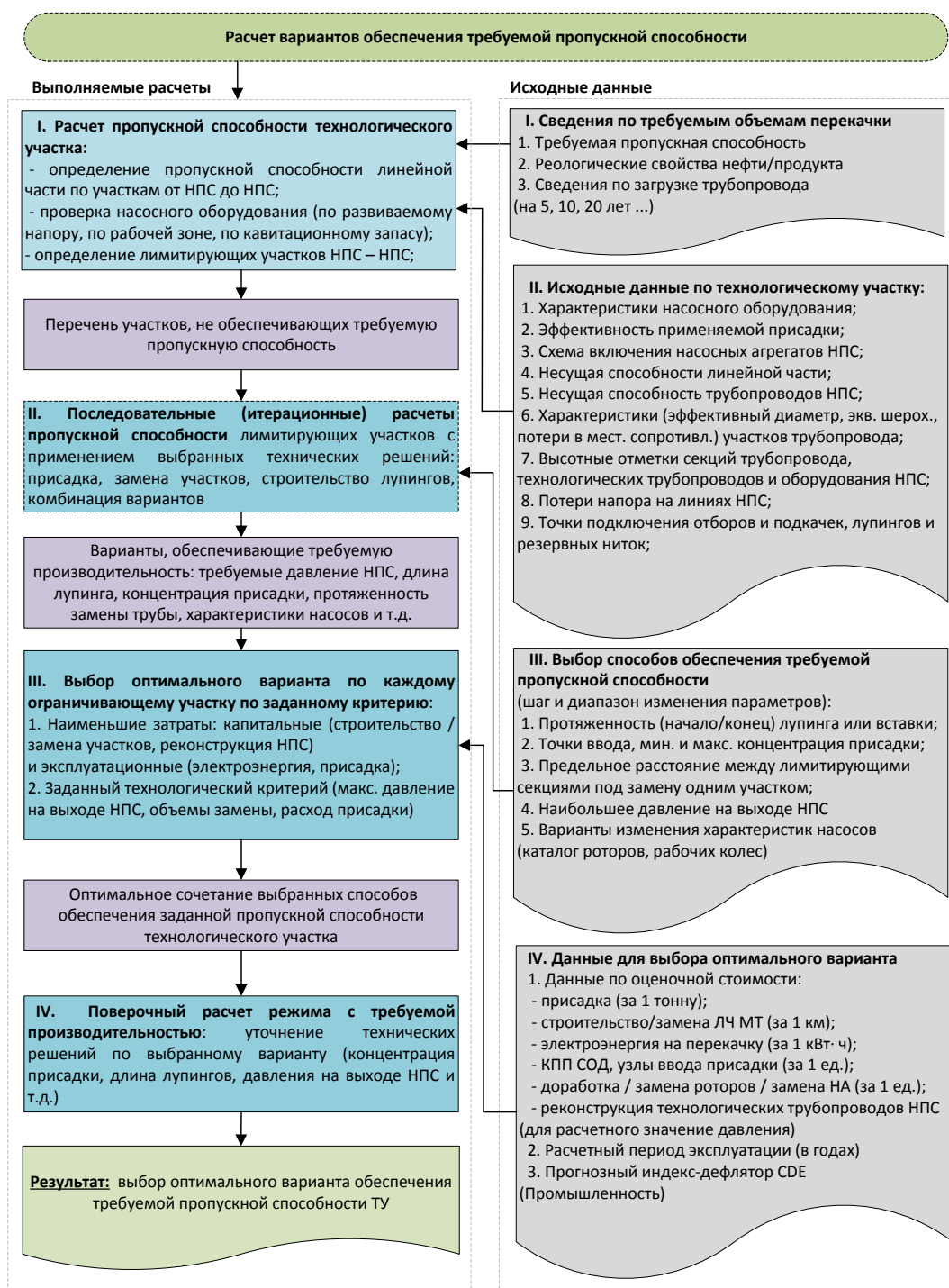


Рис. 6. Алгоритм проведения оптимизационных расчётов

С учётом вышеизложенного, целесообразно выполнять сравнительные расчёты для каждого «перегона», с заданным малым шагом изменения протяженности лупингов, концентрации присадки, давления на выходе НПС и т.д.

В рассмотренном примере, для технологического участка протяженностью 300 км с работающими НПС требуется выполнить порядка 200 расчетов, в связи с чем для решения задач определения оптимальной комбинации технических решений целесообразно создание специализированного программного комплекса.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Оценка затрат на строительство нефтегазовых объектов: зарубежный и российский опыт / Д. Гизбрхт [и др.] // Нефть и капитал. – 2014. – №5. – С. 2-3.
- [2] Выбор оптимальных решений на концептуальной стадии проектирования обустройства месторождений с применением критериальной оценки на примере Куюмбинского месторождения / И.В. Буцаев [и др.] // Нефтяное хозяйство.–2017.–№ 4.– С. 103-107.
- [3] Лисин, Ю.В. Оценка эффективности противотурбулентных присадок по результатам опытно-промышленных испытаний на магистральных нефтепроводах / Ю.В. Лисин, С.Л. Сёмин, Ф.С. Зверев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.–2013.–№ 3. – С. 6-11.
- [4] Особенности применения противотурбулентной присадки на магистральных нефтепроводах, оснащенных САРД на базе МНА с ЧРП / П.Е. Настепанин [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.–2013.–№ 3. – С. 12-17.

УДК 621.644.052

М. В. Фудашкина, Д. Л. Добровинский

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА И НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация – Основные затраты при перекачке нефти приходится на электроэнергию. Поэтому необходимо осуществлять перекачку на режимах, которые потребляют наименьшее количество энергии. Потребление энергетических ресурсов для данного технологического процесса можно оценить с помощью показателя энергетической эффективности. В данной статье рассмотрена перекачка нефти на режимах с максимальным коэффициентом полезного действия технологического участка, на режимах с минимальными удельными энергозатратами и перекачка с максимальным коэффициентом полезного действия (КПД) и последующей остановкой нефтепровода.

Ключевые слова – коэффициент полезного действия технологического участка, нефтепровод, удельные энергозатраты

I. ВВЕДЕНИЕ

При составлении рабочих режимов нефтепровода важно найти рациональные режимы, при работе на которых коэффициент полезного действия (КПД) технологического участка (ТУ) стремится к максимуму, а потребляемая мощность минимальна. Поэтому необходим анализ возможных вариантов работы магистрального нефтепровода (МН) при различной загруженности и изучение потребляемой мощности.

От правильного выбора варианта работы нефтепровода зависит потребляемая мощность и как следствие затраты на перекачку нефти [1, 2].

Целью данной статьи является сравнение режимов работы нефтепровода для уменьшения потребляемой мощности при перекачке нефти.

В связи с этим поставлен ряд задач:

- расчет удельных энергозатрат для каждого режима эксплуатации МН;
- определение КПД ТУ;
- определение рациональных режимов работы МН;

- анализ затрат при работе МН на режимах с минимальными удельными энергозатратами;
- анализ затрат при работе МН на режимах с максимальным КПД ТУ;
- построение и сравнение графиков затрат, и выбор наиболее рационального режима перекачки.

II. ТЕОРИЯ

При использовании нерегулируемого привода у магистральных насосов выполнение заданного плана поставки возможно при перекачке на двух режимах, удовлетворяющих условию

$$Q_1 < Q_{ПЛ} < Q_2,$$

где Q_1 и Q_2 – расход МН на режимах 1 и 2;

$Q_{ПЛ}$ – плановый расход – отношение планового объёма поставки к периоду времени, за который её необходимо осуществить.

Время работы МН на двух дискретных режимах для обеспечения плановой поставки определяется следующими выражениями:

$$\tau_1 = \frac{\tau_{ПЛ} \cdot (Q_2 - Q_{ПЛ})}{Q_2 - Q_1}; \quad \tau_2 = \frac{\tau_{ПЛ} \cdot (Q_{ПЛ} - Q_1)}{Q_2 - Q_1}. \quad (1)$$

Существуют различные удельные показатели эффективности транспортировки нефти, анализ которых приводится в работе [3]. В данной работе предлагается три варианта выбора рабочих режимов МН:

- 1) перекачка на двух режимах с минимальными удельными энергозатратами.;
- 2) перекачка на двух режимах с максимальным КПД ТУ;
- 3) перекачка на одном режиме с подачей больше плановой с максимальным КПД ТУ и последующей остановкой МН (два режима для одного из которых расход равен нулю).

Каждый вариант предъявляет свои требования к выбору режимов 1 и 2.

Рассмотрим первый вариант работы нефтепровода. Критерием выбора оптимальных режимов из числа возможных является величина удельных энергозатрат на перекачку 1 тонны нефти $E_{уд}$, вычисленная по формуле:

$$E_{уд} = \frac{1}{\rho \cdot Q} \cdot \left(N_{П} + \sum_{i=1}^{N_{см}} \sum_{j=1}^m \varphi_{ij} \cdot N_{НМij} \right),$$

где Q – расход нефти в МН при выбранном числе насосов, м³/с;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

$N_{П}$ – мощность, потребляемая подпорными насосами, кВт;

φ_{ij} – коэффициент, учитывающий схему включения магистральных насосов;

$N_{НМij}$ – мощность, потребляемая j -м магистральным насосом на i -й НПС, кВт.

Мощность при работе МН на двух смежных режимах:

$$N = \frac{\tau_1 \cdot N_1 + \tau_2 \cdot N_2}{\tau_{ПЛ}} = \frac{\sum_{i=1}^n \tau_i \cdot N_i}{\tau_{ПЛ}}. \quad (2)$$

Идея второго варианта перекачки нефти заключается в осуществлении перекачки нефти на двух режимах с подачей выше и ниже плановой, при работе на которых КПД ТУ будет максимальным.

КПД определяется формулой [1]:

$$\eta = \frac{N_{пол}}{N_{зам}}. \quad (3)$$

Для расчета КПД ТУ формула (3) преобразуется с учетом формулы (2) и будет иметь вид:

$$\eta_{ТУ} = \frac{\sum_{k=1}^m \left[T_i \left(\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^r \Delta P_{ik} \cdot Q_k \right) \right]}{\sum_{k=1}^m T_i \left(N_{ni} + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^r \phi_{ij} \cdot N_{ijk} \right)}. \quad (4)$$

С учетом формул (1) перепишем формулу (4) для расчета КПД ТУ при работе на двух режимах:

$$\eta_{ТУ} = \frac{\Delta P_1 \cdot Q_1 \cdot (Q_2 - Q_{пл}) + \Delta P_2 \cdot Q_2 \cdot (Q_{пл} - Q_1)}{(Q_2 - Q_{пл}) \cdot (N_{п1} + \sum_{i=1}^N \phi_{i1} \cdot N_{i1}) + (Q_{пл} - Q_1) \cdot (N_{п2} + \sum_{i=1}^N \phi_{i2} \cdot N_{i2})}$$

Мощность, как и в первом варианте работы магистрального нефтепровода, рассчитывается по формуле (2).

Третий вариант предполагает ведение перекачки на одном режиме с подачей больше плановой и последующей остановкой. Время работы нефтепровода определяется из выражений (1) и после преобразования имеет вид:

$$\tau = \frac{Q_i}{Q_{пл}} \cdot \tau_{пл}.$$

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Рассмотрим участок нефтепровода длиной 930 км. По трубопроводу диаметром 720 мм с толщиной стенки 10 мм перекачивается нефть, вязкость которой равна 14 сСт.

Для вычисления потребляемой энергии был проведен гидравлический расчет 153 режимов с различным насосно-силовым оборудованием. При этом, для некоторых режимов, с незначительными нарушениями технологических ограничений была определена величина дросселирования.

Был проведен расчет удельных энергозатрат и КПД ТУ. Результаты расчета представлены на рис. 1., рис. 2. соответственно. Для всех режимов и построена граница рациональных режимов.

На основе проведенных расчетов был построен график зависимости потребляемой мощности при различной степени загруженности нефтепровода для трех исследуемых вариантах эксплуатации нефтепровода.

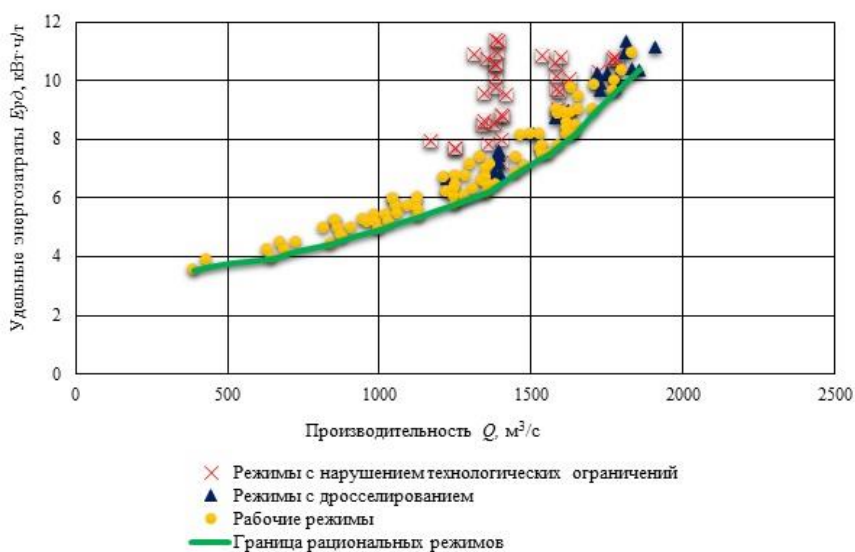


Рис. 1. Результаты расчета удельных энергозатрат

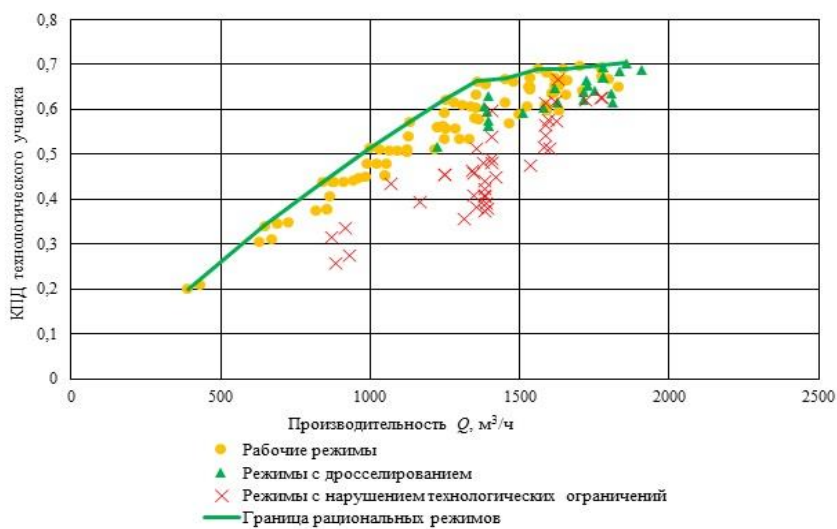


Рис. 2. Результаты расчета КПД ТУ

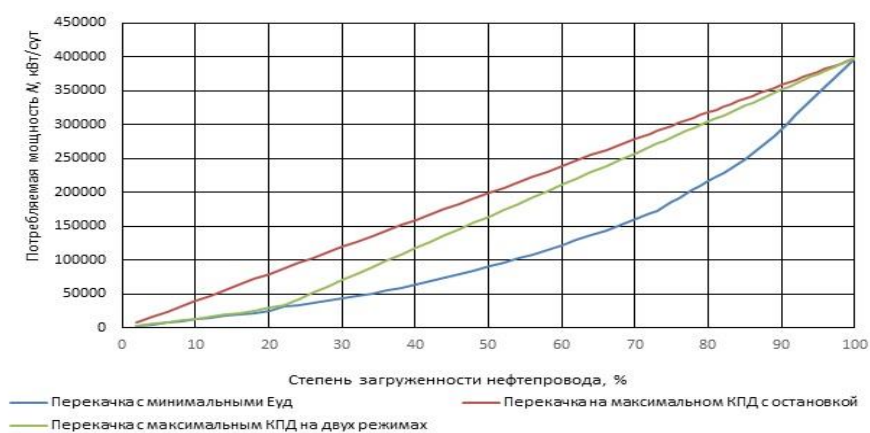


Рис. 3. Результаты расчета потребляемой мощности

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Первый вариант позволяет добиться экономии от 50000 до 100000 кВт·сут потребляемой мощности по сравнению с третьим при различной загруженности магистрального нефтепровода. Причем, наибольшая экономия энергии наблюдается при степени загрузки нефтепровода порядка 40-90 %.

Если сравнивать первый вариант со вторым, то можно отметить, что перекачка на режимах с минимальными удельными энергозатратами так же позволяет экономить порядка 50000-70000 кВт·сут.

Сравнение второго и третьего подходов показало невыгодность ведения перекачки с остановкой магистрального нефтепровода.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для снижения затрат на перекачку нефти было рассмотрено три варианта работы нефтепровода: перекачка с минимальными удельными энергозатратами на двух смежных режимах циклично; циклическая перекачка на двух рациональных режимах с максимальным КПД ТУ; перекачка на режиме с максимальным КПД насосов с последующей остановкой перекачки.

Циклическая перекачка на двух смежных рациональных режимах позволяет добиться значительного снижения мощности, потребляемой при перекачке нефти. Значит не всегда режимы с максимальным КПД ТУ являются рациональными. При достижении почти 100% загруженности нефтепровода различие потребляемой мощности сводится к нулю, это обусловлено работой на режимах с похожими характеристиками. Возможно, что при загруженности нефтепровода от 90 до 100 % более выгодно использование циклической перекачки с максимальным КПД ТУ, т. к. работа насосов на максимальном КПД обеспечит более долгий срок службы насосно-силового оборудования.

БЛАГОДАРНОСТИ

Автор благодарит доцента кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» Омского государственного технического университета к.т.н. Крауса Ю.А.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Мызников, М. О. Оптимизация режимов и энергоресурсосбережение при транспортировке углеводородов / М. О. Мызников // Трубопроводный транспорт углеводородов : материалы Всерос. науч. конф., 28-29 сент. 2017. г. – Омск, 2017. – С. 160–163.
- [2] Мызников, М. О. Оптимизация режимов и энергоресурсосбережение при транспортировке углеводородов / М. О. Мызников // Neftegaz.RU. – 2017. – № 12. – С. 52–57.
- [3] Мызников, М. О. Сравнительный анализ удельных показателей транспортировки нефти на технологических участках / М. О. Мызников, Е. В. Исакова, А. С. Куликов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4. – С. 34–39.

УДК 621.646 : 004.424

А. Р. Фахрутдинов, Г. С. Русских, А. П. Загородников, Д. А. Тюньков

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КЛИЕНТ-СЕРВЕРНОЙ АРХИТЕКТУРЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – В рамках данной статьи был рассмотрен программно-аппаратный комплекс диагностики состояния запорно-регулирующих арматур, способ возможного применения клиент-серверной архитектуры при построении программной части описанного комплекса диагностики, а так же его дополнительные возможности и преимущества, которые сможет обеспечить указанная архитектурная организация программного обеспечения рассматриваемого комплекса, осуществляющее сбор и обработку данных диагностики и принятие решения о текущем состоянии исследуемой арматуры, т.е. наличие или отсутствие у неё тех или иных дефектов или повреждений.

Ключевые слова – программное обеспечение, клиент-серверная архитектура, диагностика состояния технической системы, система диагностики, удаленная диагностика, запорно-регулирующая арматура

I. ВВЕДЕНИЕ

Автоматизация процесса выполнения диагностики тех или иных технических систем с помощью современных средств вычислительной техники позволяет с одной стороны исключить возможное влияние человеческого фактора на результаты её проведения, уменьшая тем самым вероятность возникновения ошибки диагностики, а с другой воспользоваться техническими решениям, которые позволили бы значительно расширить возможности осуществления диагностики данной и подобной ей систем, в частности, использовать клиент-серверный подход к построению программного обеспечения, осуществляющего обработку полученных данных и принятия решения о состоянии данной технической системы [1-4].

Целью данной статьи является рассмотрение возможности применения клиент-серверной архитектуры при построении программного обеспечения, используемого при диагностике запорно-регулирующих арматур газонефтепроводов, и обзор некоторых дополнительных возможностей, которые может предоставить подобная реализация программного обеспечения комплекса диагностики.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

- рассмотреть один из возможных подходов к диагностике состояния запорно-регулирующих арматур на примере принципа функционирования потенциальной системы диагностики на основе аналогичных ей существующих или разрабатываемых систем;
- выявить точки возможного применения клиент-серверной архитектуры программного обеспечения в рамках рассматриваемого диагностического комплекса;
- выявить дополнительные возможности, которые может обеспечить клиент-серверная структура программного обеспечения системы диагностики.

II. ТЕОРИЯ

Клиент-серверная архитектура программного обеспечения предполагает взаимодействие между двумя и более независимыми программными процессами, работающими как на одном, так и на разных удаленных друг от друга компьютерах, посредством обмена сообщениями через встроенные средства операционной системы (ОС), такие как сокеты, разделяемая память или каналы (pipes), или дополнительное промежуточное программное обеспечение (middleware), как, например, серверные приложения nginx или apache, в проксирующем режиме, в web-системах [3, 4].

Клиентское приложение или клиент взаимодействует с серверным, отправляя к нему каким-либо образом запросы (request), по результатам обработки которых сервер возвращает клиенту требуемый ответ (response). Общая схема клиент серверной архитектуры приведена на рис. 1 [3, 4].

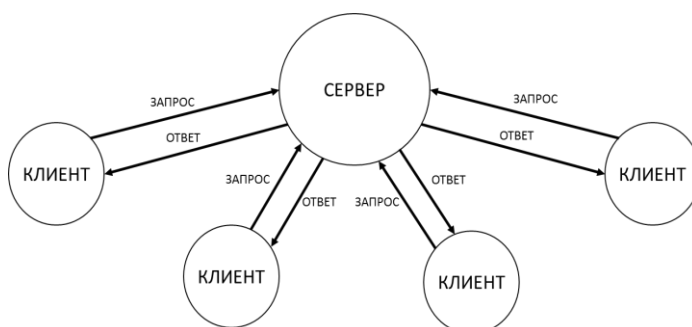


Рис. 1. Общая схема клиент-серверной архитектуры

Принцип работы потенциального комплекса диагностики запорно-регулирующих арматур основывается на снятии показаний с системы датчиков, установленных на запорно-регулирующей арматуре, в ходе одно- или многократного закрытия-открытия заслонки (вращательной или поступательной) проверяемой арматуры, описывающих её текущее состояние с последующим сравнением с её идеализированной характеристикой, в ходе которого и выявляются имеющиеся у исследуемой арматуры дефекты [1, 5-7].

В зависимости от испытываемого типа привода арматуры (электрического или пневматического) в систему датчиков помимо датчика текущего положения регулирующей заслонки арматуры может входить набор датчиков давления, для получения данных о давлении воздуха в запирающей системе пневматического привода арматуры [5, 6].

Управление положением регулирующей заслонки осуществляется путем изменения силы электрического тока, подаваемого на управляющие входы регулирующей системы запорной арматуры.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Взаимодействие перечисленного оборудования с компьютером можно организовать с помощью специального периферийного оборудования и модулей аналогового ввода/вывода, взаимодействующих между собой через какой-либо специализированный сетевой протокол, например, RS-485. В данном случае, компьютер, который будет осуществлять контроль над сетью, чтение данных с датчиков и изменение управляющего воздействия на запорную арматуру по описанной сети, будет называться мастером сети [8, 9].

Для обеспечения взаимодействия с аппаратной частью системы диагностики с периферийными устройствами в принципе, на компьютере потребуется развернуть драйвера, которые обычно входят в поставку с оборудованием, при этом в современных периферийных модулях, например, производства компании «ОВЕН», взаимодействие с компьютером осуществляется с помощью специального модуля-адаптера, например, ОВЕН АС-4, через виртуальный СОМ-порт, эмулируемый на основе USB-порта [8, 9].

При разработке программного обеспечения для организации обмена данными с оборудованием рекомендуется использовать поставляемые вместе с ним и находящиеся в открытом доступе специализированные библиотеки от производителя, с открытой документацией, в которых низкоуровневое взаимодействие с оборудованием надежно реализовано в виде набора функций API (application programming interface или интерфейс прикладного программирования) [3, 4, 10-12].

Однако, подобные библиотеки реализованы только для очень узкого спектра языков программирования, включающего в себя только языки программирования C/C++, и напрямую не совместимы с основными современными платформами и языками программирования, такими как .NET-языки или языки Microsoft Common Language Runtime (CLR) (C#, F#, Visual Basic и др), языки Java Runtime Environment (JRE) (Java, Scala и др.) и многие другие, обладающих широким набором встроенных и надежных средств и открытых подключаемых библиотек для ускорения и упрощения процесса разработки и поддержки программного обеспечения для широкого спектра современных программно-аппаратных платформ [10-12].

В данном случае функционал программного обеспечения системы диагностики, отвечающий за, непосредственно, обмен данными с оборудованием, имеет смысл реализовать в виде отдельного серверного приложения, службы или демона, с которым, посредством механизмов межпроцессного взаимодействия, реализованных как в Windows и в Linux-системах, таких как сокеты, сможет взаимодействовать одно или несколько клиентских приложений, которые в свою очередь осуществляют обработку полученных данных, анализ и выявление дефектов и взаимодействие с пользователем [3].

Обобщенная схема функционирования реализованной таким образом системы на одной вычислительной машине приведена на рис 2 [2, 8, 9].

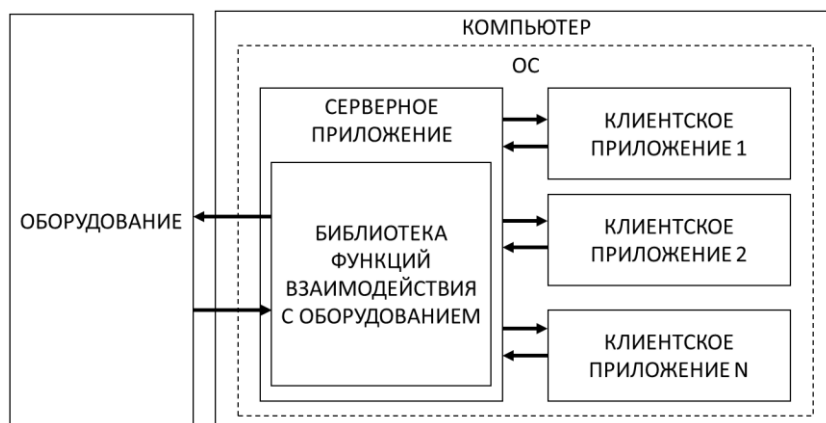


Рис. 2 - Общая схема функционирования программного обеспечения системы диагностики с использованием клиент-серверной архитектуры на одной вычислительной машине

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Общая схема организации сети диагностики запорно-регулирующих арматур на основе применения клиент-серверной архитектуры программной части системы диагностики приведена на рис 3 [3, 4].

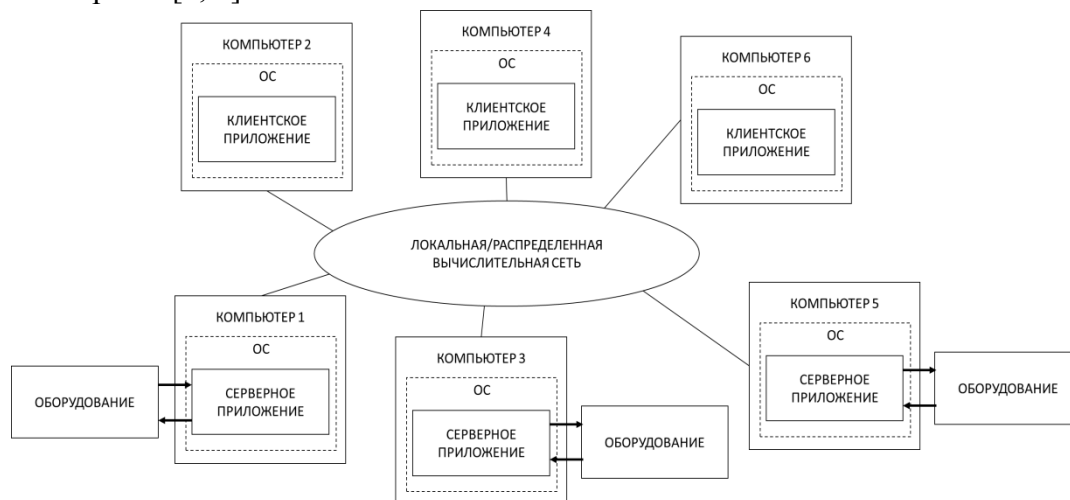


Рис. 3. Общая схема организации сети диагностики на основе применения клиент-серверной архитектуры программного обеспечения системы диагностики

Таким образом, между аппаратной частью системы диагностики и ПО будет добавлен дополнительный слой промежуточного программного обеспечения, который обеспечит [3]:

- независимость основных средств программирования от используемой аппаратуры;
- универсальность взаимодействия программной части, реализованной с использованием практически любых средств программирования, с аппаратной, за счет API серверного приложения;
- гибкость программной части разработанной системы, за счет модульной структуры;
- возможность, синхронизированного, обмена данными с периферийными модулями нескольких различных клиентских приложений;

Кроме того, при обеспечении сетевого взаимодействия клиентской и серверной части программного обеспечения системы диагностики и построения вычислительной сети, подобный подход позволит реализовать обмен данными с оборудованием, подключённым к одному или нескольким удалённым компьютерам, подключённым к общей локальной или распределённой вычислительной сети, и на которых поднят сервер взаимодействия с периферийными модулями системы диагностики, что в свою очередь позволит обеспечить [3]:

- выполнение удалённой, в том числе и территориально, диагностики запорно-регулирующих арматур;
- возможность, выполнение диагностики состояния запорно-регулирующей арматуры без её демонтажа из нефтегазотрубопроводной системы
- централизованное выполнение диагностики нескольких запорно-регулирующих арматур, на одном или нескольких высокопроизводительных компьютерах, при этом узлы

сети, непосредственно взаимодействующие с аппаратурой, могут представлять собой универсальные одноплатные относительно низкопроизводительные инедорогие микроЭВМ, такие как, Raspberry PI, Odroid XU3/4, ВФК Baikal-T1 и др;

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод о том, что клиент-серверная реализация программной части системы диагностики запорно-регулирующих арматур не только возможна, но и целесообразна, т.к. подобная архитектура позволит обеспечить гибкость, универсальность и независимость средств реализации программной части системы диагностики, а также, при условии построения локальной или распределенной вычислительной сети, возможность централизации выполнения и проведения удаленной (в том числе и территориально) диагностики состояния запорной арматуры, что позволит уменьшить время и увеличить частоту проведения диагностики и сэкономить средства на её выполнение, т.к. сотрудники службы диагностики состояния нефтегазотрубопроводной системы смогут осуществлять проверку состояния запорно-регулирующих арматур, находясь на своем основном рабочем месте, с помощью АРМ, подключенной к сети диагностики, не выдвигаясь непосредственно к месту нахождения той или иной арматуры в нефтегазопроводной системе.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Кизбауер, Й. Автоматизация в промышленности [Электронный ресурс].–URL: <http://avtprom.ru/article/diagnostika-reguliruyushchikh-kl>
- [2] Характеристика и возможности аналитических систем для построения прогностических моделей электропотребления предприятий Информационные технологии в науке и производстве / Д.В. Толмачев [и др.] // материалы V Всерос. Молодежн. Науч.-техн. Конф. (Омск. 25-26 апр. 2018).– Омск: Изд-во ОмГТУ, 2018.–С. 18–25.
- [3] Таненбаум, Э. Распределенные системы. Принципы и парадигмы / Э. Таненбаум, ван Стеен М. – СПб: Питер, 2003. – 877 с.
- [4] Юнг, Д.В. Разработка сgm - системы с функциями формирования и обработки заявок на базе платформы «1С:предприятие» и web-сервиса / Д.В. Юнг, А.С. Грицай // Наука и молодёжь в XXI веке. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2016.–С. 4–8.
- [5] Акустический контроль и диагностика на предприятиях топливно-энергетического комплекса/ В.М. Баранов [и др].– М.: Наука, 1998. - 304 с.
- [6] Адаменко С.В. Совершенствование методов оценки качества и эксплуатационной надежности запорной арматуры в условиях магистральных газопроводов: На примере ООО «Севергазпром»: дис. ... канд. техн. наук : 05.02.13 / Адаменко Станислав Владимирович. –Ухта, 2005.–203 с.
- [7] Надежность и эффективность в технике: Справочник: в 10 т . / гл. ред. В.С. Авдучевский. - М.: Машиностроение, 1986-1990.
- [8] Интерфейсные приемо-передатчики стандарта RS-485 5559ИН20Т и 5559ИН21Т. [Электронный ресурс].– URL: http://integral.by/sites/default/files/pdf/specifikaciya_5559in20-21.pdf (дата обращения 01.07.2017)
- [9] Автоматический преобразователь интерфейсов USB/RS-485 ОВЕН АС4 [Электронный ресурс]. – URL: http://www.owen.ru/catalog/avtomaticheskij_preobrazovatel_interfejsov_usb_rs_485_owen_as4/opisanie
- [10] Хамитов, Р. Н. Модель хранения и предварительной обработки ретроспективных данных при решении задачи краткосрочного прогнозирования электропотребления / Р.Н. Хамитов, И.В. Червенчук, А.С. Грицай // Вестник Уфимского Государственного Авиационного Технического Университета.– Уфа: Изд-во УГАТУ, 2016. –Т. 20.–№ 74.–С. 125-131
- [11] Шилдт, Г. Полный справочник по С#/ Г. Шилдт, – М.: Издательский дом «Вильямс», 2004. -752 с.
- [12] Шилдт, Г. Java 8. Полное руководство; 9-е изд./ Г. Шилдт. - М.: ООО «И.Д. Вильямс», 2015-1376 с.

УДК 621.65.053

Ю. А. Вишневецкая, А. С. Аберкова

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ НЕФТЕПРОДУКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОТОЧНЫХ АНАЛИЗАТОРОВ

ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

Аннотация – В трубопроводном транспорте углеводородов одной из актуальных проблем является обеспечение сохранности качества нефтепродуктов после воздействия таких факторов, как последовательная перекачка разносортных нефтепродуктов, проведение ремонтных или регламентных работ на трубопроводе, коррозия внутренней поверхности труб и т.п. Данная проблема осложняется тем, что используемые в настоящее время лабораторные методы определения качества нефтепродуктов не обладают достаточной степенью оперативности, а из применяемых экспресс-методов контроля не все являются достоверными. В данной работе будут рассмотрены возможные способы совершенствования системы управления качеством нефтепродуктов с использованием поточных анализаторов.

Ключевые слова – нефтепродукты, магистральные нефтепродуктопроводы, сохранность качества, поточные анализаторы

I. ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение сохранности качества перекачиваемых нефтепродуктов является одной из приоритетных задач, решаемых предприятиями трубопроводного транспорта при выполнении договорных обязательств. Образование нестандартных продуктов (продуктов, не отвечающих требованиям, установленным нормативными документами к качественному состоянию нефтепродуктов) в результате изменения их качества при транспортировке по магистральным нефтепродуктопроводам (МНПП) может привести к серьезным репутационным и финансовым рискам [1].

Для решения задач, направленных на обеспечение сохранности качества перекачиваемых углеводородов, создана и постоянно совершенствуется система управления качеством, обеспечивающая реализацию всех технических и организационных мероприятий, направленных на обеспечение требуемого уровня качества транспортируемых нефтепродуктов. Иерархическая структура системы управления качеством представлена на рис. 1 [1].

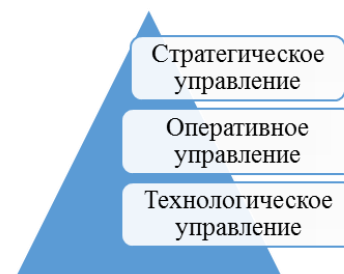


Рис. 1. Иерархическая структура системы управления качеством

В процессе транспортировки нефтепродуктов по МНПП их качество может заметно изменяться. Анализ условий применения трубопроводного транспорта позволяет выделить основные причины изменения качества перекачиваемых нефтепродуктов:

- применение метода последовательной перекачки нефтепродуктов;
- проведение регламентных и ремонтных работ на объектах трубопроводного транспорта;
- коррозионные процессы, протекающие в трубопроводах и применяемом оборудовании.

Неизбежным следствием применения технологии последовательной перекачки различных видов или марок нефтепродуктов является их смешение в областях контакта партий с образованием зоны смеси, объем которой зависит от условий транспортировки и свойств нефтепродуктов [2]. Поскольку образовавшаяся смесь не является товарным продуктом и не может в таком качестве передаваться грузополучателям, существует необходимость в восстановлении ее до уровня товарной продукции [3]. Недостаточная оперативность получения результатов анализа вследствие удаленности места отбора проб от испытательной лаборатории ведет к увеличению количества смесового нефтепродукта, что, в результате, влечет за собой увеличение затрат на его восстановление.

Не менее важным условием обеспечения сохранности качества является чистота перекачиваемых углеводородов, характеризующаяся содержанием в них воды и механических примесей. Чистота нефтепродуктов является одним из важнейших факторов, от которого зависит надежность работы и долговечность оборудования. Организация оперативного контроля содержания воды и механических примесей служит инструментом минимизации объемов образования подтоварной воды и загрязнения нефтепродуктов и, как следствие, снижения рисков аварийности и уменьшения коррозии оборудования.

Таким образом, надежный, своевременный и достоверный контроль физико-химических параметров нефтепродуктов при их транспортировке магистральным трубопроводным транспортом является одним из основных условий обеспечения сохранности их качества. Повышение эффективности существующей системы управления качеством может быть достигнуто за счет повышения оперативности получения информации об уровне качества перекачиваемых нефтепродуктов путем внедрения поточных средств контроля качества, применение которых позволит с определенной долей достоверности оценить параметры перекачиваемых продуктов.

II. ТЕОРИЯ

Анализ основных факторов, влияющих на изменение качества нефтепродуктов, показал, что решение задачи по обеспечению сохранности качества в значительной степени сводится к снижению объемов некондиционного продукта, что невозможно без совершенствования оперативного контроля за качественными характеристиками нефтепродуктов, транспортируемых по МНПП. Оперативность и правильность принятия решений по приему некондиционного продукта, в свою очередь, зависят от скорости получения информации и уровня ее достоверности.

Решение задачи оперативного контроля качества углеводородов, транспортируемых по МНПП, находится в сфере применения приборов поточного анализа (поточных анализаторов качества), поскольку лабораторный контроль качества довольно трудоемок и не может обеспечить требуемой оперативности.

Известно, что к изменению качества нефтепродуктов при последовательной перекачке приводит образование смеси в зоне их контакта. Для определения границ зоны смесеобразования используется мониторинг качественных характеристик потока жидкости, перекачиваемой по трубопроводу. Регистрация динамики изменения значения качественных показателей головного продукта в сторону качественных характеристик замещающего продукта свидетельствует о прохождении через точку отбора проб головной части смеси.

На сегодняшний день при контроле зоны смесеобразования наиболее часто применяются показатели плотности, цвета, содержания отдельных компонентов. Зачастую контроль данных показателей не позволяет точно определить границы зоны смесеобразования, поскольку их значения для различных видов нефтепродуктов могут быть довольно близки. Выявление показателей качества нефтепродуктов, наиболее склонных к изменению в процессе смесеобразования, являлось предметом отдельных исследований, которые были проведены для определения оптимального перечня показателей качества, необходимых для контроля при последовательной перекачке нефтепродуктов.

На российском рынке представлено большое количество поточного аналитического оборудования различных мировых производителей, с помощью которых оперативно и с большей достоверностью возможно проводить контроль за изменением качественных параметров нефтепродуктов с целью определения границ зоны смесеобразования при их последовательной перекачке.

Среди существующих поточных методов анализа, реализованных в поточных анализаторах качества нефтепродуктов, широко применяются следующие:

- метод инфракрасной спектроскопии (ИК-спектроскопии);
- метод спектроскопии ядерного магнитного резонанса (ЯМР);
- фотометрический метод;
- колориметрический метод;
- метод газовой хроматографии с пламенным фотометрическим детектированием;
- флуоресцентный метод (в том числе рентгенофлуоресцентный и метод ультрафиолетовой флуоресценции);
- вибрационный метод.

Следует отметить, что вышеперечисленные методы имеют физическую природу происхождения. Кроме поточных анализаторов качества нефтепродуктов, реализующих физические принципы измерения, также разработаны приборы, которые при определении качественных характеристик нефтепродуктов полностью или частично воспроизводят стандартные методы измерения.

Природа физических явлений, происходящих в нефтепродуктах при смешении различных марок, отличается от процесса их загрязнения или обводнения, что приводит к выводу о необходимости поиска отдельных поточных аналитических методов для контроля чистоты нефтепродуктов. Поэтому проблема обеспечения сохранности качества нефтепродуктов при их загрязнении или обводнении требует отдельного рассмотрения.

Загрязнение нефтепродуктов механическими примесями или попадание в них воды может произойти в ходе эксплуатации объектов МНПП по следующим причинам:

- проведение регламентных и ремонтных работ (вырезка «катушек», прохождение внутритрубных средств очистки и диагностики, зачистка резервуаров, замена, ремонт или

техническое обслуживание оборудования линейной части и технологических трубопроводов и т.д.);

- коррозионные процессы в трубопроводах и оборудовании;
- выпадение смолистых веществ и их коагуляция с механическими примесями;
- конденсация воды из газового пространства резервуаров и проч.

Эксплуатация различной техники и оборудования с использованием загрязненных или обводненных нефтепродуктов может привести к серьезным негативным последствиям, таким как перегрев двигателя, повышенный износ деталей, увеличение потребления топлива, усиление коррозии топливной аппаратуры, снижению надежности техники и срока ее эксплуатации [4], а также к ухудшению прокачиваемости топлива (эксплуатационное свойство, характеризующее прокачку нефтепродукта через трубопроводы, фильтры, отверстия и зазоры [5]).

Устранение перечисленных недостатков может быть достигнуто за счет внедрения современных автоматизированных средств исследования характеристик жидкой среды, позволяющих с высокой степенью достоверности и оперативности осуществлять контроль за чистотой перекачиваемой жидкости с одновременной передачей информации в диспетчерские подразделения для принятия управляющих решений.

Анализ представленных на российском рынке приборов поточного контроля жидких сред позволяет выделить следующие методы:

- контроль наличия механических примесей с помощью фильтров, суть метода заключается в фиксировании разности давлений манометров, установленных на трубопроводе до и после фильтрующей установки;
- оптический метод, суть метода заключается в непрерывном пропускании световых волн через поток нефтепродуктов и фиксации изменений, вызываемых появлением в потоке механических примесей или воды;
- акустический метод, основан на фиксации параметров звуковых волн при распространении в жидкой среде, содержащей механические примеси или воду;
- контроль влагосодержания при помощи измерения диэлектрической проницаемости смеси «нефтепродукт-вода»;
- контроль влагосодержания на основе измерения поглощения энергии микроволнового излучения смесью «нефтепродукт-вода».

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

С целью выявления показателей качества нефтепродуктов, с помощью которых возможно определить границы зоны смесеобразования при их транспортировке методом последовательной перекачки, были проведены лабораторные исследования. Целью проведения лабораторных исследований являлось установление зависимости изменения отдельных показателей качества от изменения концентрации одного вида нефтепродукта в другом, а также определение тех показателей, которые проявляли наибольшую чувствительность к процентному соотношению нефтепродуктов в смеси. Для проведения экспериментальных исследований были приготовлены смеси различных нефтепродуктов, транспортируемых по МНПП, а именно: автомобильных бензинов различных марок (АИ-95, АИ-92), дизельных топлив различных марок (летнее, зимнее, межсезонное) и авиационных

керосинов (ТС-1 и РТ). Смеси готовились в следующих концентрациях: 1 %, 3 %, 5 %, 10 %, 20 %, 50 %, 80 %, 90 %, 95 %, 97 %, и 99 %. Анализ результатов исследований позволил определить перечень показателей качества нефтепродуктов, наиболее склонных к изменению в процессе смесеобразования при их транспортировке по МНПП методом последовательной перекачки. Примеры изменения некоторых из показателей качества различных смесей приведены на рис. 2 и 3.

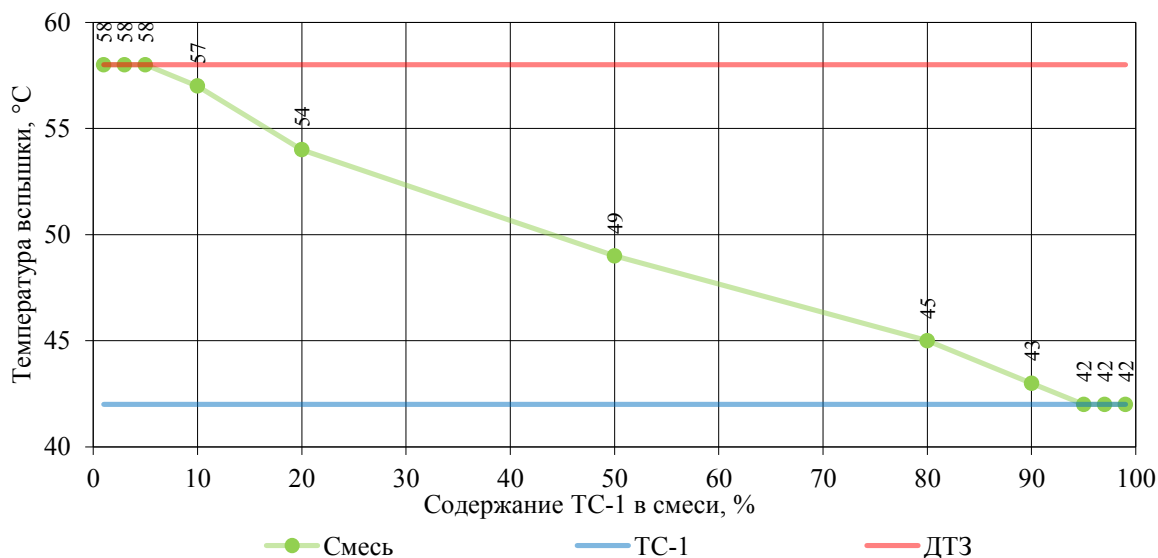


Рис. 2. Зависимость температуры вспышки от объемного состава смеси дизельного топлива зимнего (ДТЗ) и авиационного керосина марки ТС-1

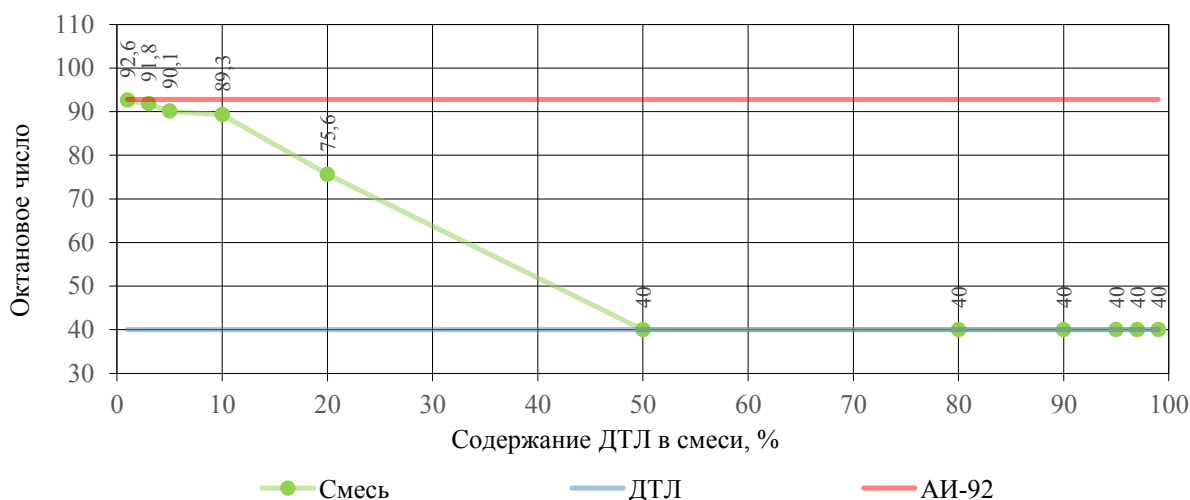


Рис. 3. Зависимость октанового числа от объемного состава смеси бензина марки АИ-92 и дизельного топлива летнего (ДТЛ)

В ходе проведенных лабораторных исследований установлено, что для некоторых типов смесей чувствительными к изменению в процессе смесеобразования оказались сразу несколько показателей качества. Так, например, для смеси автомобильного бензина с

авиационным керосином таковыми показателями являются октановое число, фракционный состав, давление насыщенных паров, объемная доля бензола и содержание серы. Соответственно, для наиболее точного определения границ зоны смесеобразования целесообразно вести контроль одновременно по нескольким показателям качества. Такой оперативный контроль могут обеспечить поточные анализаторы, реализующие методы спектроскопии, в частности, ИК-спектроскопия или спектроскопия ЯМР.

К преимуществам данных методов можно отнести оперативность, простоту проведения измерений, высокую точность и воспроизводимость анализа, а также отсутствие загрязнений и автоматизацию измерений.

Сущность метода ИК-спектроскопии заключается в пропускании инфракрасного излучения через вещество, при котором происходит возбуждение колебательных движений молекул или их отдельных фрагментов. Экспериментальным результатом в ИК-спектроскопии является инфракрасный спектр – функция интенсивности пропущенного инфракрасного излучения от его частоты. Спектроскопия ЯМР – вид спектроскопии, которая регистрирует переходы между магнитными энергетическими уровнями атомных ядер, вызываемые электромагнитным излучением.

Общим для данных методов поточного анализа является наработка библиотеки спектров, представляющей собой наборы графиков-кривых спектральной отражательной способности объектов, полученных с использованием специализированного оборудования (спектрометров). Для методов ИК-спектроскопии и спектроскопии ЯМР характерным является то, что достоверность значений, определяемых для нефтепродуктов с использованием этих методов, напрямую зависит от состояния и полноты библиотеки спектров.

При этом, можно высказать предположение, что при определении границ зоны смеси последовательно перекачиваемых нефтепродуктов, имеющих различный углеводородный состав, достаточным условием будет фиксация последовательного изменения в характеристиках пиков спектров, что будет свидетельствовать об изменении качественных показателей потока перекачиваемой жидкости.

Наиболее перспективными методами в области контроля чистоты нефтепродуктов представляются оптический или акустический методы. Опираясь на ряд исследований в этом направлении [6-9], можно сделать выводы, что существуют зависимости свойств световых или звуковых волн, пропускаемых через жидкую среду, от наличия в ней как механических примесей, так и частиц другой жидкости.

При прохождении света через поток жидкости при наличии в нем механических примесей наблюдаются такие оптические явления, как поглощение и рассеяние света. На основе этих двух явлений известны два основных метода работы со взвешенными в потоке жидкости частицами – фиксация ослабления потока светового излучения за счет взвешенных частиц (турбидиметрия) и фиксация изменений световой энергии, рассеиваемой частицами под углами, отличными от нулевых по отношению к направлению падающего света (нефелометрия) [10]. В настоящее время выбор оптических поточных анализаторов представлен различными мутномерами, счетчиками взвешенных в жидкости частиц как российского, так и зарубежного производства различной сложности, направленными, по большей части, на анализ взвешенных в жидкости механических примесей. Комплектация

таких приборов варьируется от примитивных сигнализаторов наличия механических примесей до технически сложных устройств, производящих подсчет количества частиц, взвешенных в потоке, а также разбивку их по размерам, и подключением к персональному компьютеру.

Для контроля влагосодержания оптические анализаторы в настоящее время практически не используются ввиду распространения других методов, например, различные влагомеры, работающие по принципу поглощения энергии микроволнового излучения или изменения диэлектрической проницаемости измеряемой среды. Известно экспериментальное исследование оптической плотности эмульсии «бензин-вода-метиловый спирт», согласно которому при увеличении количества мельчайших частиц воды в эмульсии и уменьшении размера этих частиц наблюдается увеличение оптической плотности смеси [6]. Данные выводы могут быть применены для случая течения потока нефтепродукта в трубопроводе со взвешенными в нем частицами воды.

Перспективным также представляется метод, который может быть основан на затухании звуковых волн при прохождении через неоднородную среду, в качестве которой выступают загрязненные механическими примесями или обводненные жидкие нефтепродукты.

Различные акустические, в частности, ультразвуковые приборы в настоящее время достаточно широко используются в медицине или дефектоскопии. Использование их для контроля чистоты жидких сред представлено гораздо меньшим разнообразием. Анализ результатов различных исследований параметров звуковых волн при пропускании через жидкие среды с имеющимися в них твердыми или жидкими частицами также позволяют считать данное направление перспективным. Например, известно, что при распространении звуковых колебаний в жидкой среде присутствует затухание звуковой волны [7]. В жидкости же, в которой присутствуют взвешенные частицы (твердые или жидкие), появляется дополнительное поглощение звука, обусловленное механизмами рассеяния, теплообмена, вязкостью и характеристиками самих частиц [8, 9].

Исследование изменений параметров световых или звуковых волн в загрязненных или обводненных нефтепродуктах представляет большой интерес при создании комбинированного поточного анализатора чистоты нефтепродуктов, способного одновременно определять влагосодержание и загрязненность механическими примесями, и существенно способствует в решении проблемы обеспечения сохранности качества нефтепродуктов.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Анализ поточных анализаторов качества нефтепродуктов показал, что на российском рынке преимущественно представлены образцы приборов иностранного производства, имеющие высокую стоимость. Это является одной из причин недостаточного развития направления поточного анализа качества нефтепродуктов. В связи с этим, разработка и внедрение на объектах трубопроводного транспорта отечественных образцов поточных анализаторов качества может считаться перспективным направлением научных исследований и высокотехнологичных разработок, совместно осуществляемых научно-исследовательскими центрами и предприятиями промышленности.

Применение поточных анализаторов позволит значительно повысить уровень оперативности и достоверности получения исходной информации о качестве транспортируемого продукта [11]. Это, в свою очередь, значительно повлияет на правильность решений, связанных с переключениями в резервуарном парке с целью приема некондиционного продукта в отдельные резервуары, принимаемых персоналом организаций, осуществляющих трубопроводный транспорт нефтепродуктов.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Обобщая все вышесказанное, можно сделать следующие выводы:

– основными причинами изменения качества нефтепродуктов в процессе их транспортировки трубопроводным транспортом являются последовательная перекачка нефтепродуктов различных марок, а также обводнение и загрязнение нефтепродуктов в ходе выполнения регламентных и ремонтных работ на объектах МНПП, коррозионные превращения материалов конструкций трубопроводной системы;

– проведенные экспериментальные исследования позволили установить показатели качества, наиболее склонные к изменению при смесеобразовании нефтепродуктов разных марок и которые, соответственно, могут быть использованы для определения границ зоны смеси при транспортировке нефтепродуктов методом последовательной перекачки;

– повышение оперативности и достоверности контроля качественных характеристик нефтепродуктов, транспортируемых по МНПП, может быть достигнуто за счет внедрения поточных анализаторов качества нефтепродуктов, позволяющих определять изменение значений показателей качества в потоке жидкости и чистоту нефтепродуктов;

– перспективными поточными анализаторами для определения границ зоны смесеобразования нефтепродуктов могут считаться анализаторы, применяющие методы ИК-спектроскопии или ЯМР-спектроскопии, для контроля чистоты нефтепродуктов — анализаторы, основанные на применении оптических или акустических методов исследований жидкостей;

– применение поточных анализаторов позволит обеспечить эффективность управления качеством нефтепродуктов на всех уровнях системы управления качеством.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель Тимофеев Федор Владимирович, к.т.н., заместитель заведующего лабораторией методологии товарно-транспортной работы.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Совершенствование системы обеспечения качества нефтепродуктов при транспортировке трубопроводным транспортом / С. Б. Хотничук [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Том 7. № 5. – С. 88-96.
- [2] Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов [и др.]. – М.: Нефть и газ, 1999. – 300 с.
- [3] Лурье, М.В. Раскладка смеси при последовательной перекачке нефтепродуктов / М.В. Лурье, Ф. В. Тимофеев, С. В. Серeda // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Том 7. № 2. – С. 42-47.
- [4] Бычков В.Е. Обеспечение чистоты горючего для военной техники / В.Е. Бычков, В.П. Коваленко, В.И. Костин – М.: Воениздат, 1982. – 32 с.

- [5] Гришин Н.Н. Энциклопедия химмотологии / Н.Н. Гришин, В.В. Середа. – М.: Издательство «Перо», 2016. – 959 с.
- [6] Танатаров М.А. Перспективы и проблемы альтернативных моторных топлив / М.А. Танатаров, А.Т. Гильмутдинов. – Уфа: Издательство УГНТУ, 1998. – 131 с.
- [7] Бабилов О.И. Ультразвук и его применение в промышленности / О.И. Бабилов. – М.: Государственное издательство физико-математической литературы, 1958. – 260 с.
- [8] Кольцова, И.С. Затухание ультразвуковых волн во взвесьях в широком диапазоне концентраций / И.С. Кольцова, Мукул Майсун // Акустический журнал. – 1997. Том 43. № 2. – С. 362-366.
- [9] Кольцова, И.С. Ослабление ультразвуковых волн в эмульсиях / И.С. Кольцова, И.Г. Михайлов, Б. Сабуров // Акустический журнал. – 1973. Том XIX. Вып. 5. – С. 713-719
- [10] Подымов И.С. Оптические методы в исследованиях динамики транспорта взвешенных наночастиц / И.С. Подымов, Т.М. Подымова – Геленджик: АНО НИЦ «Динамика береговой зоны моря», 2015. – 232 с.
- [11] Авдеева, А.С. Контроль чистоты нефтепродуктов, транспортируемых по магистральным нефтепродуктопроводам / А.С. Авдеева, Ф.В. Тимофеев // сборник «Трубопроводный транспорт – 2018»: тезисы докладов XIII МУНПК. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2018. – С. 5-6

УДК 621.65-027.236

Н. В. Чухарева¹, Р. С. Быков²

ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

²*ООО «РН-Ванкор», г. Красноярск, Россия*

Аннотация – В работе выполнен анализ современных проблем транспортировки углеводородной продукции по магистральному нефтепроводу и исследование способов, позволяющих управлять объемом транспортируемой среды. Произведен расчет режимов перекачки нефтепродукта, на основе которого выбраны оптимальные режимы эксплуатации участка магистрального трубопровода «Кстово-Ярославль-Кириши-Приморск» с учетом изменения параметров работы магистральных нефтеперекачивающих станций. На базе полученных данных определено, что применение частотно-регулируемого привода позволит добиться требуемой подачи с минимальным количеством функционирующих насосных агрегатов, следствием чего будет снижение расхода электроэнергии на транспортировку среды.

Ключевые слова – насосные агрегаты, частотно-регулируемый привод, энергосбережение

I. ВВЕДЕНИЕ

Для осуществления транспортировки нефти и нефтепродуктов по трубопроводам в системе трубопроводного транспорта используется значительное количество перекачивающих агрегатов, потребляющих внушительный объем электрической энергии, расход которой непосредственно зависит от выбранных режимов транспортировки. Как следует из применяемых нынешних технологических режимов перекачки их вариативность может быть различной, что в результате позволяет вносить изменения в объем энергопотребления Предприятия.

Тем не менее, и на федеральном уровне (ФЗ № 261 [1]), и на уровне Предприятий (политика энергосбережения ПАО «Транснефть» [2, 3]) непрерывно производится регламентирование снижения расходов электроэнергии. Следовательно, выбор наименее

затратного, с точки зрения энергопотребления, способа перекачки углеводородов на исследуемом участке магистрального трубопровода является главенствующей задачей предприятия. Следовательно, тема работы является актуальной.

Способ выбора метода управления давлением на нефтеперекачивающей станции регламентируется нормами проектирования нефтеперекачивающих станций [4]. В свою очередь вопросы, связанные с выбором метода регулирования давления на нефтеперекачивающей станции обсуждались в работах зарубежных и Российских инженеров и ученых: К.Р. Ахмадуллина, Л.М. Беккера, С.А. Бобровского, К.В. Быкова и др. [5-8].

Однако, данное направление до сих пор является тематикой дискуссий.

В данное время самым распространенным способом регулирования давления на нефтеперекачивающих станциях остается способ дросселирования потока. Недостатком данного способа является факт наличия потерь напора на узле дросселирования даже в тех случаях, когда в дросселировании нет необходимости. Информацию доказывают результаты исследования [9], где показано, что фактические потери на функционирующем узле регулирования значительно выше, чем расчетные.

Относительно рациональности применения гидромуфт имеются неоднозначные точки зрения, так в [10, 11] на расчетных примерах продемонстрировано, что коэффициент полезного действия (КПД) нефтеперекачивающих станций при использовании гидромуфт больше, чем при иных способах регулирования. Тем не менее, в ранее проведенных автором расчетах [12], на примере магистрального нефтепровода «Усть-Балык-Омск» доказано, что в случае замены узлов дросселирования на нефтеперекачивающих станциях на гидромуфты, расход электроэнергии при использовании последних будет больше, чем в случае применения узлов дросселирования. Реальный опыт эксплуатации гидромуфт на нефтеперекачивающих станциях трубопроводной системы ВСТО-II показал, что использование гидромуфт для регулирования давления приводит к значительному росту объема потребления электроэнергии. В итоге в отраслевых нормах проектирования нефтеперекачивающих станций [4] было внесено требование, запрещающее применение гидромуфт для регулирования давления при эксплуатации магистрального нефтепровода на стационарных режимах.

Таким образом, последующее сравнение энергопотребления метода дросселирования давления с гидромуфтами нецелесообразно.

Относительно применения частотно-регулируемого привода (ЧРП) ситуация также неоднозначная, так в [13, 14] говорится о экономической целесообразности применения ЧРП.

В действительности применение ЧРП ведет к дополнительному перерасходу электроэнергии за счет потерь мощности в преобразователе частоты, которые по данным предприятия производителя при номинальной частоте вращения ротора находятся в пределах 2-4% [15]. При изменении частоты вращения ротора электродвигателя от 100 % до 55 % коэффициент полезного действия (КПД) преобразователя частоты дополнительно сокращается на 1 % относительно номинального. Исследование фактических режимов работы функционирующих ЧРП на объектах Компании выявило, что фактические потери мощности в преобразователе частоты могут достигать до 5-6 %.

Сложившаяся неоднозначная ситуация по вопросу применения ЧРП как метода регулирования давления, нуждается в проведении дополнительных исследований, а положения документа [4] требуют конкретизации и доработки.

Исходя из вышеизложенного, целью работы является: выбор оптимального режима перекачки нефтепродукта по участку магистрального нефтепродуктопровода с шестью магистральными нефтеперекачивающими станциями.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) провести исчерпывающий анализ ранее выполненных работ и нормативных документов в целях выявления направлений для повышения ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов;
- 2) выполнить гидравлический расчет для выбранного технологического участка магистрального нефтепродуктопровода и провести процедуру построения коридора эпюр напоров;
- 3) построить зависимости минимальной потребляемой станцией мощности и количества включаемых насосов от напора;
- 4) рассчитать оптимальные режимы перекачки и определить установки системы автоматического регулирования давления (САР) давления;
- 5) рассчитать энергопотребление для различных способов регулирования;
- 6) оценить экономическую целесообразность применения ранее выполненных работ.

II. ТЕОРИЯ

Расчет оптимального режима можно сформулировать следующим образом – для заданных давлений в начале и конце технологического участка, а также производительности перекачки по технологическому участку с n НПС, на которых насосы имеют одинаковые напорные характеристики и соединены последовательно, найти такое распределение напоров $H_{cm,i}$ по станциям технологического участка, количество включенных насосов m_i установки САР на входе $p_{ex,раб}^{min}$ и выходе нефтеперекачивающих станций $p_{вых,раб}^{max}$, при которых суммарные затраты F на электроэнергию принимают минимальное значение.

$$F = \sum_{j=1}^n f_j = \sum_{j=1}^n P_{cm,j} \cdot c_{э,j} = \rho \cdot g \cdot \left(\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m \frac{Q_{ij} \cdot H_{ij}}{\eta_{gr,ij}} + h \cdot \sum_{i=1}^{np} \frac{Q_i}{\eta_{мна,i}} \right) \cdot c_{э,j} \rightarrow \min, \quad (1)$$

где f_i – слагаемое целевой функции, руб.;

$P_{cm,j}$ – мощность, расходуемая станцией на перекачку, $m^2 \cdot kg \cdot c^{-3}$;

$c_{э,j}$ – стоимость электрической энергии, руб. $\cdot kVt \cdot ч^{-1}$;

$\eta_{мна}$ – КПД перекачивающего насосного агрегата (ПНА).

При следующих технологических ограничениях:

$$\left\{ \begin{array}{l} p_{1,k+1} = p_{1,k} + \rho \cdot g \cdot H_{cm,k} - \Delta p_k - \rho \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{mp,k} + \Delta z_k + h_{к,k}), k = 1, 2, \dots, n, \\ p_{ex,раб,k+1}^{min} \leq p_{1,k+1} \leq PN_{ex,раб,k+1}, \\ p_{1,k} + \rho \cdot g \cdot H_{cm,k} - \Delta p_k \leq p_{вых,раб,k+1}^{max} \\ \Delta h_y \leq H_g \leq \frac{P_{доп}}{\rho \cdot g}, g = 1, N, \\ Q_{min,ад} \leq Q \leq Q_{max,ад} \end{array} \right. \quad (2)$$

где p_1 – давление на приеме НПС, $m^{-1} \cdot kg \cdot c^{-2}$;

PN_{ex} – номинальное давление оборудования на приеме НПС, $\text{м}^{-1} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}$;

Δh_y – минимальный запас над перевальной точкой, необходимый для работы нефтепровода без самотечных участков, м;

H_g – напор в g -ой секции трубопровода, м;

$\rho^{\text{доп}}$ – допустимое рабочее давление в g -ой секции трубопровода, $\text{м}^{-1} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}$;

g – порядковый номер секции трубопровода;

N – количество секций трубопровода, шт;

$Q_{\min, \text{ад}}, Q_{\max, \text{ад}}$ – минимальная, максимальная допустимая подача насоса, $\text{м}^3 \cdot \text{с}^{-1}$.

При частотном регулировании потери давления на затворе отсутствуют, то есть $\Delta p = 0$ в формуле (2).

При дросселировании $\bar{n} = 1$, то есть напор и подача насоса будут определяться при номинальной частоте вращения ротора.

При частотном регулировании дополнительными ограничениями являются:

$$\bar{n}_{\min} \leq \bar{n} \leq \bar{n}_{\max}. \quad (3)$$

При дросселировании дополнительными ограничениями являются:

$$p_{1,k} + \rho \cdot g \cdot H_{\text{см},k} \leq PN_{\text{вых},k}, \quad (4)$$

$$\Delta p \leq \Delta p_{\max}, \quad (5)$$

где $PN_{\text{вых}}$ – номинальное давление коллектора МНС (до регулятора).

Функционал, подлежащий минимизации, представляет собой суммарные затраты на электроэнергию в денежном выражении по всем нефтеперекачивающим станциям технологического участка. Каждое из слагаемых f_j , при фиксированной подаче насосов зависит только от напора данной станции $H_{\text{см},j}$ и стоимости электроэнергии на ней и не зависит от режима других станций.

Согласно документу [16] под оптимальным режимом понимают режим, соответствующий минимальному энергопотреблению для заданного расхода перекачки, но выполненный анализ показал, что стоимость электроэнергии на нефтеперекачивающих станциях в пределах участка магистрального нефтепродуктопровода может отличаться в несколько раз. Именно, поэтому в данной работе целевая функция сформулирована исходя из обеспечения минимальных затрат на электроэнергию в денежном выражении. Поскольку оптимизация только по мощности может привести к противоречивой ситуации, в которой режим будет соответствовать минимальному энергопотреблению, но не будет обеспечивать минимальные затраты на электроэнергию в денежном выражении.

В указанной постановке задача оптимизации возникает в следующих случаях:

– когда заданный режим перекачки не может быть обеспечен только подбором комбинаций включения магистральных нефтеперекачивающих агрегатов и возникает необходимость использования иных управляющих воздействий (частотное регулирование, дросселирование и т.д.);

– когда одна производительность перекачки может быть реализована различными комбинациями включения магистральных нефтеперекачивающих агрегатов на нефтеперекачивающих станциях.

Технологические ограничения при расчете режима перекачки накладываются на параметры:

- уставка САР по входу станции, уставка САР по выходу станции;
- максимально допустимое давление в коллекторе;
- давления по линейной части, давление на приеме нефтеперекачивающей станции [17].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Объектом исследования является магистральный нефтепродуктопровод «Кстово-Ярославль-Кириши-Приморск» DN500 с 6 нефтеперекачивающими станциями, позволяющий осуществлять прием нефтепродукта в резервуарный парк нефтебазы № 2 ООО «Транснефть-Порт Приморск» (таблица 1).

Таблица 1. Сведения о технических характеристиках магистрального нефтепродуктопровода

| Наименование магистрального нефтепродуктопровода | DN | Дистанция начало-конец, км | Общая протяженность, км | Проектная пропускная способность, млн. т/год | Высотная отметка на узле подключения, м |
|--|-----|----------------------------|-------------------------|--|---|
| «Кстово-Ярославль-Кириши-Приморск» | 500 | 227-338 | 111 | 8,4 | 92,15 |
| | 500 | 338-484 | 146 | 8,4 | 131,58 |
| | 500 | 484-597 | 113 | 8,4 | 157,58 |
| | 500 | 597-750 | 153 | 8,4 | 172,19 |
| | 500 | 750-888 | 138 | 8,4 | 29,62 |
| | 500 | 888-1056 | 168 | 8,4 | 26,61 |

Длина рассматриваемого технологического участка от головной перекачивающей станции «Ярославль» до Нефтебазы составляет 829 км. Транспортируемый нефтепродукт – дизельное топливо. Регулирование давления осуществляется с помощью дросселирования.

В качестве исходных данных для определения режима перекачки были проанализированы технологические карты за период с апреля 2017 по апрель 2018 года.

Для данного нефтепродуктопровода характерна частая смена режимов, о чем свидетельствуют показания производительности. На приведенном примере производительность изменяется от 8,6 до 18,6 тыс.т/сут. Такая смена режимов обусловлена тем, что нефтеперерабатывающий завод не всегда обеспечивает необходимым объемом нефтепродукта, либо предприятие проводит запланированные работы, и перекачка происходит на сниженном режиме.

Расчеты оптимизации режимов перекачки нефтепродуктов на магистральном нефтепродуктопроводе «Кстово-Ярославль-Кириши-Приморск» проводятся согласно методике автора работы [19].

Последовательность расчета оптимального режима сводилась к следующим шагам:

- расчет потерь напора между соседними станциями;
- построение коридора эпюр напоров технологического участка;
- построение зависимости минимальной потребляемой станцией мощности и количества включаемых насосов от напора (функции Джефферсона);

– нахождение комбинаций включения насосов и уставок САР, при которых целевая функция принимает минимальное значение.

С учетом проделанных процедур для каждой НПС k были определены:

- максимальное значение уставки САР на выходе МНС $p_{\text{вых.раб}}^{\max}(k)$;
- минимальное значение уставки САР на выходе МНС $p_{\text{вых.раб}}^{\min}(k)$;
- максимальное значение уставки САР на входе МНС $p_{\text{вх.раб}}^{\max}(k)$;
- минимальное значение уставки САР на входе МНС $p_{\text{вх.раб}}^{\min}(k)$.

Возможные значения суммарного напора насосов станции k (HP) определяется областями возможных подпоров ($p_{\text{вх.раб}}^{\max}(k) - p_{\text{вх.раб}}^{\min}(k)$) и напоров на нефтеперекачивающих станциях ($p_{\text{вых.раб}}^{\max}(k) - p_{\text{вых.раб}}^{\min}(k)$).

Для частотного регулирования давления задача построения зависимости количества включаемых насосов от напора и минимальной потребляемой станцией мощности и (функции Джефферсона), была определена следующей форме: для фиксированной производительности перекачки Q и заданных значений напора станции $H_{ст}$ рассчитать количество насосов m и относительную частоту вращения роторов насосов \bar{n} , при которых суммарная мощность магистрального нефтеперекачивающего агрегата станции $P_{ст}$ получит наименьшее значение.

После проведения определенных расчетных алгоритмов получена целевая функция Джефферсона. При регулировании давления с использованием ЧРП функция Джефферсона обретает возрастающий характер (рис. 1), в отличие от дросселирования. Это обусловлено тем, что при частотном регулировании потребляемая мощность магистрального перекачивающего агрегата увеличивается с напором при заданной подаче.

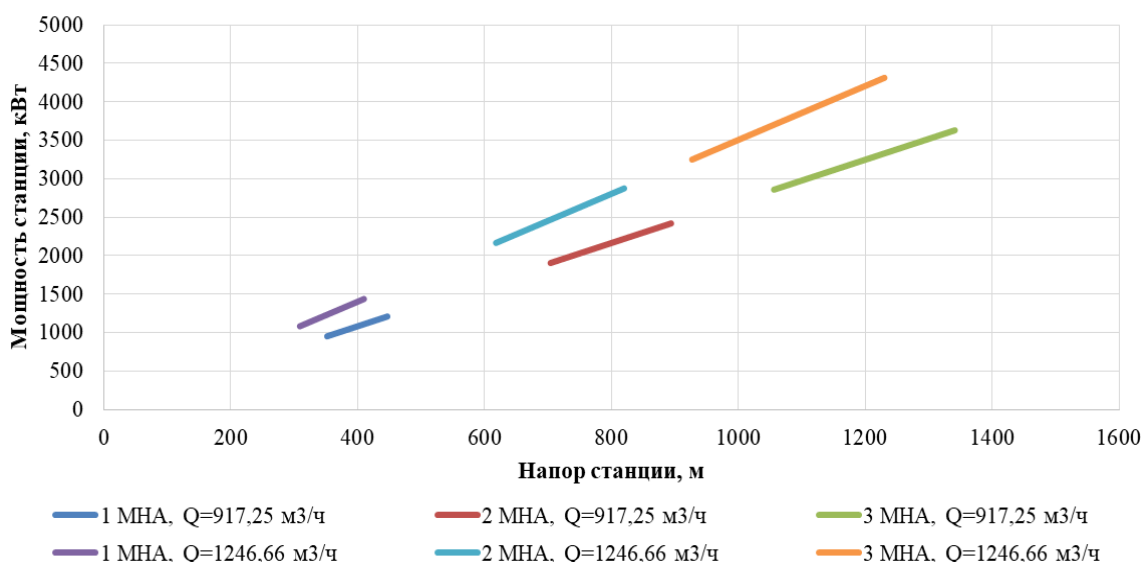


Рис. 1. Функция Джефферсона при частотном регулировании с использованием ЧРП привода и последовательном включении магистральных нефтеперекачивающих агрегатов

Дискретность функции Джефферсона связана с тем, что при установленной подаче диапазоны напоров станции не представляются связанными областями.

В результате перетасовки всех допустимых напоров на выходе первой нефтеперекачивающей станции образуется множество подпоров $h_2(j)$ на входе второй (таблица 2). На второй и последующих станциях производится перебор комбинаций подпоров и напоров перекачивающей станции.

По окончании формирования таблицы для всех нефтеперекачивающих станций из нее выбирается режим, для которого функция F приобретает минимальное значение, т.е. оптимальный режим.

Таблица 2. Результаты расчета оптимального режима на НПС-2 (для ЧРП)

| j | $z_{взл}+h_1$ | $H_{см,1}(j)$ | $f_1(j)$ | $m_1(j)$ | $n_1(j)$ | $h_2(j)$ | $H_{см,2}(j)$ | $f_1(j) + f_2(j)$ | $m_2(j)$ | $n_2(j)$ | $h_3(j)$ |
|-----|---------------|---------------|----------|----------|----------|----------|---------------|-------------------|----------|----------|----------|
| 1 | 145,31 | 378 | 5433,92 | 1 | 0,899 | 176,76 | 362 | 10637,22 | 1 | 0,878 | 160,51 |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| 49 | 145,33 | 411 | 5909,55 | 1 | 0,936 | 209,76 | 408 | 11804,73 | 1 | 0,936 | 208,51 |
| 50 | 145,33 | 411 | 5909,55 | 1 | 0,936 | 209,76 | 411 | 11819,12 | 1 | 0,937 | 209,51 |

На примере фактических режимов функционирования действующих магистральных нефтеперекачивающих станций оценивались энергозатраты для способов дросселирования и частотного регулирования с помощью частотно-регулируемого привода для нефтеперекачивающих станций, оснащенных насосами НМ 1250-400.

Объем затрат на электроэнергию для способов дросселирования и частотного регулирования с учетом цен текущего 2018 года представлен в таблице 3.

Таблица 3. Годовые затраты на электроэнергию для способов частотного регулирования с помощью ЧРП и дросселирования

| Номер НПС | $W_{др.}$, млн. кВт·ч | $W_{чрп.}$, млн. кВт·ч | $W_{др.} \cdot C_э$, млн. руб. | $W_{чрп.} \cdot C_э$, млн. руб. | $(W_{др.} - W_{чрп.})$, млн. руб. |
|-----------|------------------------|-------------------------|---------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| 1 | 13,86 | 10,72 | 55,58 | 42,99 | 12,59 |
| 2 | 13,77 | 10,30 | 55,22 | 41,29 | 13,92 |
| 3 | 10,64 | 9,55 | 42,67 | 38,28 | 4,39 |
| 4 | 11,14 | 9,76 | 44,67 | 39,02 | 5,65 |
| 5 | 13,45 | 9,57 | 53,93 | 38,28 | 15,66 |
| 6 | 13,45 | 9,57 | 53,93 | 38,28 | 15,66 |

Наибольшая ежегодная экономия в результате применения ЧРП за счет экономии электроэнергии будет достигать 15,66 млн. руб., минимальная составит 4,39 млн. руб.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

В результате формирования таблицы режимов эксплуатации для рассматриваемых нефтеперекачивающих станций и с учетом известных объемов перекачки нефтепродукта было установлено, что для обеспечения требуемых режимов перекачки необходимо 6 агрегатов с ЧРП, по одному на каждую нефтеперекачивающую станцию. При этом относительные частоты вращения роторов насосов изменяются в пределах от 0,849 до 0,931.

На ряду с этим, выполненные результаты расчета эффективности применения ЧРП свидетельствуют о том, что его эксплуатирование экономически эффективно на каждой

нефтеперекачивающей станции, так как во всех случаях накопленный чистый дисконтированный доход в течение расчетного периода получает положительную динамику. Предполагается что, накопленный чистый дисконтированный доход в 2040 году будет составлять 110,59 млн. руб. для НПС № 1, 149,61 млн. руб. для НПС № 2, 8,18 млн. руб. для НПС № 3, 14,89 млн. руб. для НПС № 4, 68,30 млн. руб. для НПС № 5 и 6.

Расчетный срок окупаемости применения ЧРП для шести магистральных насосных станций может составить 13, 12, 21, 20, 13, 13 лет для НПС-1, НПС-2, НПС-3, НПС-4, НПС-5 и НПС-6 соответственно.

Использование в качестве системы автоматического регулирования ЧРП позволяет снизить удельные затраты энергии на транспортировку нефтепродукта с 76,31 до 59,46 млн. кВт.ч. Наибольшая экономия по нефтеперекачивающим станциям достигает 28,8 %, а минимальная – 10 %. Наименьшая экономия электроэнергии обусловлена тем, что на конкретной нефтеперекачивающей станции за исследуемый промежуток времени размер дросселирования не превышал 0,6 МПа.

Отсюда следует, что произведенные расчеты продемонстрировали, что применение ЧРП экономически эффективно, и экономия от снижения энергопотребления компенсирует высокие капитальные вложения в оборудование ЧРП на первоначальном этапе.

Также, автором диссертации [18] для последовательной перекачки партий нефти были выполнены расчеты с использованием программного комплекса Stoner Pipeline Simulator. Данные расчеты показали, что использование ЧРП экономически более целесообразно, чем способ дросселирования. Срок окупаемости ЧРП в рассматриваемом случае не превосходит его нормативный срок эксплуатации в 40 лет. В с чем можно сделать вывод, что эксплуатация ЧРП экономически оправдана только в случае последовательной перекачки нефти или нефтепродуктов, когда фактически мы имеем дело с постоянным дросселированием. При этом экономическая целесообразность применения ЧРП для каждого рассматриваемого случая должна рассчитываться по результатам технико-экономического обоснования.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы установлено, что из всех выбранных методов применение ЧРП в качестве системы автоматического регулирования для рассматриваемого участка является наиболее оптимальным с экономической точки зрения, а также увеличивает надежность и устойчивость работы нефтеперекачивающей станции и нефтепродуктопровода в целом за счет оптимизации напорно-расходной характеристики и исключения образования перевальных точек.

Определено, что при использовании в качестве системы автоматического регулирования давления на нефтеперекачивающей станции ЧРП нефтеперекачивающих агрегатов количество возможных режимов эксплуатации магистрального нефтепродуктопровода увеличивается в десятки раз.

Проанализировав карты технологических режимов действующего магистрального нефтепродуктопровода было доказано, что содержащиеся в них режимы перекачки можно реализовать с меньшими затратами электроэнергии путем использования ЧРП.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – URL: <http://base.garant.ru/12171109/>.
- [2] Годовой отчет ОАО «АК «Транснефть» за 2013 г. [Электронный ресурс]. – URL: http://www.transneft.ru/u/section_file/7191/godovoi_otchet_oao_ak_transneft_za_2013_god.pdf.
- [3] Годовой отчет ОАО «АК «Транснефть» за 2015 г. [Электронный ресурс]. – URL: http://www.transneft.ru/u/section_file/23752/godovoi_otchet_oao_ak_transneft_za_2015_god.pdf.
- [4] РД-91.200.00-КТН-175-13 Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 215 с.
- [5] Ахмадуллин, К.Р. Энергосберегающие технологии трубопроводного транспорта нефтепродуктов: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Ахмадуллин Ка-миль Рамазанович. – Уфа, 2005. – 390 с.
- [6] Беккер, Л.М. Расчет оптимального режима работы нефтепровода, оборудованного частотно-регулируемым приводом / Л.М. Беккер, К.Ю. Штукатуров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №3. – С. 27-33.
- [7] Бобровский, С.А. Коэффициент полезного действия насосной станции с учетом регулирования / С.А. Бобровский, Г.С. Салашенко // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1969. – №2. – С. 18-21.
- [8] Быков, К.В. Повышение эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов с регулированием частоты вращения насосных агрегатов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Быков Кирилл Владимирович. – СПб., 2014. – 138 с.
- [9] Вязунов, Е.В. Определение действительной пропускной характеристики узла регулирования давления / Е.В. Вязунов, К.А. Евтух, С.В. Путин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – №2. – С. 88-90.
- [10] Ахмадуллин, К.Р. Энергосберегающие технологии трубопроводного транспорта нефтепродуктов: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Ахмадуллин Ка-миль Рамазанович. – Уфа, 2005. – 390 с.
- [11] Бобровский, С.А. Оценка эффективности регулирования работы насосных станций нефтепроводов / С.А. Бобровский // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1965. – №6. – С. 19-22.
- [12] Евтух, К.А. Об экономической эффективности замены узлов дросселирования давления на нефтеперекачивающих станциях частотно-регулируемыми приводами или гидромуфтами / К.А. Евтух, Е.В. Вязунов, А.Ф. Бархатов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №2. – С. 15-21.
- [13] Васильковский, В.В. Частотно-регулируемый электропривод насосных агрегатов в нефтепродуктопроводном транспорте / В.В. Васильковский // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1989. – №6. – С. 36-38.
- [14] Гумеров, А.Г. Внедрение энергосберегающих технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / А.Г. Гумеров, К.А. Борисов, А.Ю. Козловский // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №3. – С. 85-88.
- [15] Лазарев, Г. Частотно-регулируемый электропривод насосных и вентиля- торных установок – эффективная технология энерго- и ресурсосбережения на тепловых электростанциях / Г. Лазарев // Силовая электроника. – 2007. – №3. – URL: <http://www.uran.donetsk.ua/~masters/2011/etf/novichenko/library/article9.pdf>.
- [16] ОР-03.220.99-КТН-092-08 Регламент разработки технологических карт, расчета режимов работы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транс- нефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2008. – 34 с.
- [17] РД-35.240.50-КТН-109-13 Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 130 с.
- [18] Бархатов, А.Ф. Задача выбора способа плавного регулирования при последовательной перекачке партий нефти / А.Ф. Бархатов // Материалы X Международной учебно-научно-практической конференции. – 2015. – С. 27-29.
- [19] Бархатов А.Ф. Разработка методов энергоэффективной эксплуатации магистральных нефтепроводов на основе оптимизации технологических режимов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Бархатов Александр Федорович. – Москва, 2017. – 160 с.

УДК 622.692.4

А. С. Куликов

КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

АО «Транснефть–Западная Сибирь», г. Омск, Россия

Аннотация – Проблема контроля технологических параметров последовательной перекачки до сих пор актуальна. Разносортность перекачиваемых партий нефти и нефтепродуктов способна вызвать существенные изменения технологических параметров перекачки, а неправильное толкование этих изменений может привести к unplanned остановке трубопровода, что сопровождается большими штрафами. В данной работе предложен инструмент, позволяющий ответить на следующие вопросы: как улучшить контроль над процессом последовательной перекачки; каким образом учесть свойств и положение нефтепродуктов в трубе для предотвращения нештатной ситуации.

Ключевые слова – технологический режим, последовательная перекачка, поправка давлений, контроль, нефтепродукты

I. ВВЕДЕНИЕ

Качественный контроль перекачки является ещё не до конца решённой проблемой. Особенно остро эта проблема стоит при последовательной перекачке нефтепродуктов с различными физическими свойствами, в процессе которой непрерывно изменяются параметры технологических режимов, такие как производительность и давление. Не всегда просто отличить изменение давления, связанное с перемещением продуктов в трубопроводе от изменений давления, вызванных нештатными ситуациями.

Целью работы является повышение качества контроля технологических режимов и их параметров при последовательной перекачке нефтепродуктов с разными физическими свойствами.

Задачами, решаемыми в работе, являются:

- построение линии гидроуклона на участке с партиями нефтепродуктов, имеющими разные физические свойства;
- определение средних действующих значений плотности и вязкости на технологическом участке;
- определение поправок напоров и давлений с учетом движения партий нефтепродуктов.

Повышение качества контроля давлений и режимов при транспортировке нефтепродуктов с разными свойствами осуществляется путем определения для каждого момента времени поправок давлений, при учёте которых можно исключить внеплановые остановки нефтепродуктопровода, связанные с неправильным толкованием изменения давлений.

При расчёте поправок учитываются: рельеф технологического участка, геометрические характеристики трубопроводов, технические характеристики насосного оборудования, производительность перекачки, физические свойства нефтепродуктов (плотность, вязкость), а так же расположение партий нефтепродуктов в трубопроводе.

Определяются средние действующие значения плотности и вязкости такого нефтепродукта, в сравнении с которым при транспортировке нефтепродуктов с разными физическими свойствами определяются отклонения давлений.

II. ТЕОРИЯ

При построении линии гидроуклона на участке с разными нефтепродуктами необходимо знать производительность, рассчитанную при учете физических свойств каждого нефтепродукта. Чтобы найти производительность, нужно построить график расходно-напорной характеристики насосных агрегатов и трубопровода.

Определим Q-H характеристику трубопровода на участке, представленном на рис. 1.

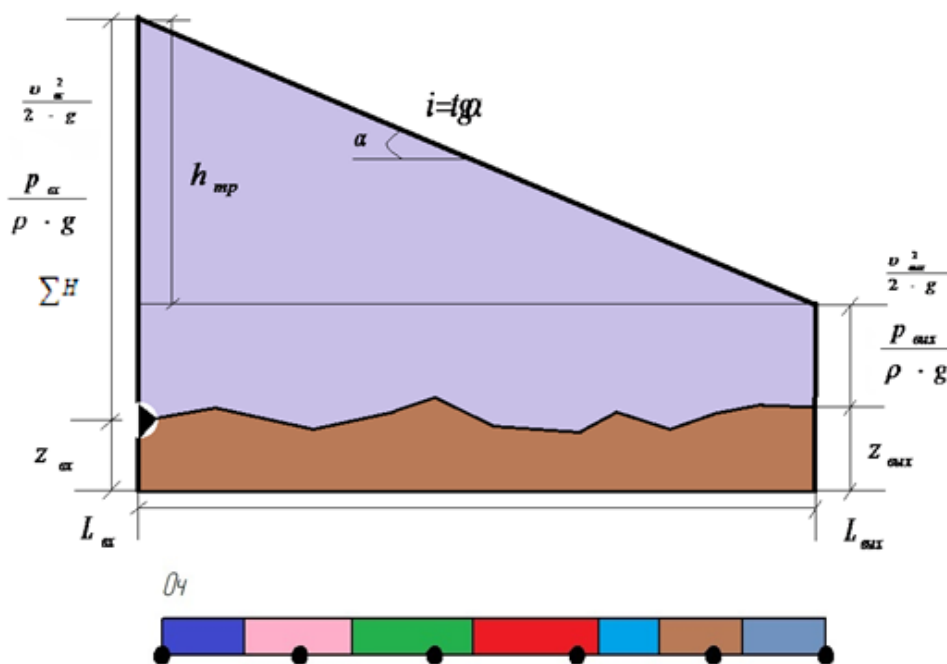


Рис. 1. Схема технологического участка с партиями нефтепродуктов

Для расчета потребного напора насоса воспользуемся следующей формулой:

$$H_n = H_0 + a \cdot Q - b \cdot Q^2, \quad (1)$$

где H_0 , a , b – эмпирические коэффициенты. Для определения Q-H характеристики трубопровода воспользуемся уравнением Бернулли, записанным для участка с разными партиями нефтепродуктов:

$$z_{\text{вх}} + \frac{p_{\text{вх}}}{\rho_i \cdot g} + \frac{\alpha_{\text{вх}} \cdot v_{\text{вх}}^2}{2 \cdot g} + \sum H_n = z_{\text{вых}} + \frac{p_{\text{вых}}}{\rho_{i+1} \cdot g} + \frac{\alpha_{\text{вых}} \cdot v_{\text{вых}}^2}{2 \cdot g} + \sum \lambda_i \cdot \frac{l_i}{d} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (2)$$

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} + \frac{68}{\text{Re}_i} \right)^{0,25}, \quad (3)$$

$$\text{Re}_i = \frac{v \cdot d}{\nu_i}, \quad (4)$$

здесь $z_{\text{вх}}$, $z_{\text{вых}}$ – геометрические высоты входа и выхода в трубопровод; $p_{\text{вх}}$, $p_{\text{вых}}$ – давление на входе и выходе; $v_{\text{вх}}$, $v_{\text{вых}}$ – скорости во входном и выходном сечениях; $\alpha_{\text{вх}}$, $\alpha_{\text{вых}}$ –

коэффициенты неравномерности распределения скорости по сечению; ρ_i - плотность нефтепродукта; g - ускорение свободного падения; λ_i - коэффициент сопротивления по длине трубопровода; l - длина участка трубопровода; d - диаметр сечения трубопровода; Re - число Рейнольдса; ν_i - вязкость нефтепродукта; Δ – абсолютная шероховатость [1, 4].

Поскольку диаметр сечения трубопровода не меняется, то согласно формуле:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2}, \quad (5)$$

скорость потока не изменится, тогда слагаемые скоростного напора сократятся.

Q-H характеристика трубопровода в результате преобразований описывается следующим уравнением:

$$H_m = (z_2 - z_1) + \sum \frac{0,88 \cdot l_i}{\pi^2 \cdot d^5 \cdot g} \cdot \left(\frac{Q \cdot \Delta}{d} + 17 \cdot \pi \cdot d \cdot \nu_i \right)^{0,25} \cdot Q^{1,75}. \quad (6)$$

При расчёте потребного напора насосных агрегатов на всём участке необходимо учитывать расположение партий нефтепродуктов. Таким образом, на каждой станции будет производиться пересчёт потребного напора насосов по тем физическим свойствам нефтепродукта, который проходит через эту станцию. Для предложенного расположения партий суммарный напор насосов запишется следующим образом:

$$\sum H_n = H_{n1} + H_{n2} \cdot \frac{\rho_2}{\rho_1} + H_{n3} \cdot \frac{\rho_3}{\rho_1} + H_{n4} \cdot \frac{\rho_4}{\rho_1} + H_{n5} \cdot \frac{\rho_5}{\rho_1}. \quad (7)$$

По расчётным данным строим расходно-напорную характеристику насосных агрегатов и трубопровода и определяем рабочую точку.

Зная параметры рабочей точки (производительность, напор) построим линию гидроуклона на участке с разными по физическим свойствам партиями нефтепродуктов и с учетом расположения НПС.

При этом на границах раздела партий будут наблюдаться скачки напоров из-за разных плотностей партий. Чтобы узнать их величину воспользуемся следующим равенством:

$$\rho_i \cdot g \cdot h_i = p = \rho_j \cdot g \cdot h_j, \quad (8)$$

где ρ_i , h_i - плотность и напор в точке i -ой партии нефти; ρ_j , h_j - плотность и напор в той же точке j -ой партии нефти. Используя формулы (2)–(5) и (8) строим линию гидроуклона [2, 3].

Определим средние действующие значения плотности и вязкости на технологическом участке. Зная массу и объем каждой партии нефтепродукта, рассчитаем среднее значение плотности по следующей формуле:

$$\rho_{cp} = \frac{\sum_{i=1} M_i}{\sum_{i=1} W_i}. \quad (9)$$

Рассчитаем среднее значение коэффициента сопротивления трубопровода, по известным значениям напора на входе и выходе трубопровода, скорости потока и диаметру сечения трубопровода:

$$\lambda_{cp} = \frac{h_{mp} \cdot d \cdot 2 \cdot g}{l \cdot v^2}. \quad (10)$$

Затем найдем число Рейнольдса:

$$\text{Re}_{cp} = \frac{68}{\left(\frac{\lambda_{cp}}{0,11}\right)^4 - \frac{\Delta}{d}}. \quad (11)$$

После чего определим среднее значение вязкости:

$$\nu_{cp} = \frac{\nu \cdot d}{\text{Re}_{cp}}. \quad (12)$$

Построение линии гидроуклона на участке с нефтепродуктом, имеющим средние значения плотности и вязкости, аналогично построению линии гидроуклона на участке с партиями нефтепродуктов, имеющими разные физические свойства. Только в уравнение (2), используемое при построении линии гидроуклона, необходимо подставить средние значения плотности и коэффициента сопротивления по длине трубопровода, рассчитанные по формулам (9) и (10).

Зная значения напоров на участке для партий нефтепродуктов с разными физическими свойствами и для нефтепродукта со средними действующими значениями плотности и вязкости, посчитаем поправки напоров по следующей формуле:

$$\Delta h = h_{cp} - h_i, \quad (13)$$

где h_i - значение напора для партий нефтепродуктов с разными физическими свойствами на участке; h_{cp} - значение напоров для нефтепродукта со средними действующими физическими свойствами на участке.

Затем посчитаем поправки давлений на участке по формуле:

$$\Delta p = \rho_{cp} \cdot g \cdot h_{cp} - \rho_i \cdot g \cdot h_i. \quad (14)$$

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

С течением времени расположение партий нефтепродуктов в трубопроводе меняется. В результате смещения партий производительность перекачки и давления на технологическом участке непрерывно изменяются, что очень важно учитывать при планировании режимов работы магистральных трубопроводов.

Так на рис. 2 представлен график изменения поправок давлений на 24 часа. Благодаря такому представлению поправок давлений можно не только сказать, на сколько изменится давление в той или иной точке в определённый момент времени, но и точно определить, какой продукт проходит отдельно взятую НПС. Полученные значения поправок давлений с лёгкостью представляются в табличной форме.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

При сравнении расчетных значений давлений с фактическими было выявлено, что с течением времени начальные давления изменяются на величины, близкие к значениям поправок давлений.

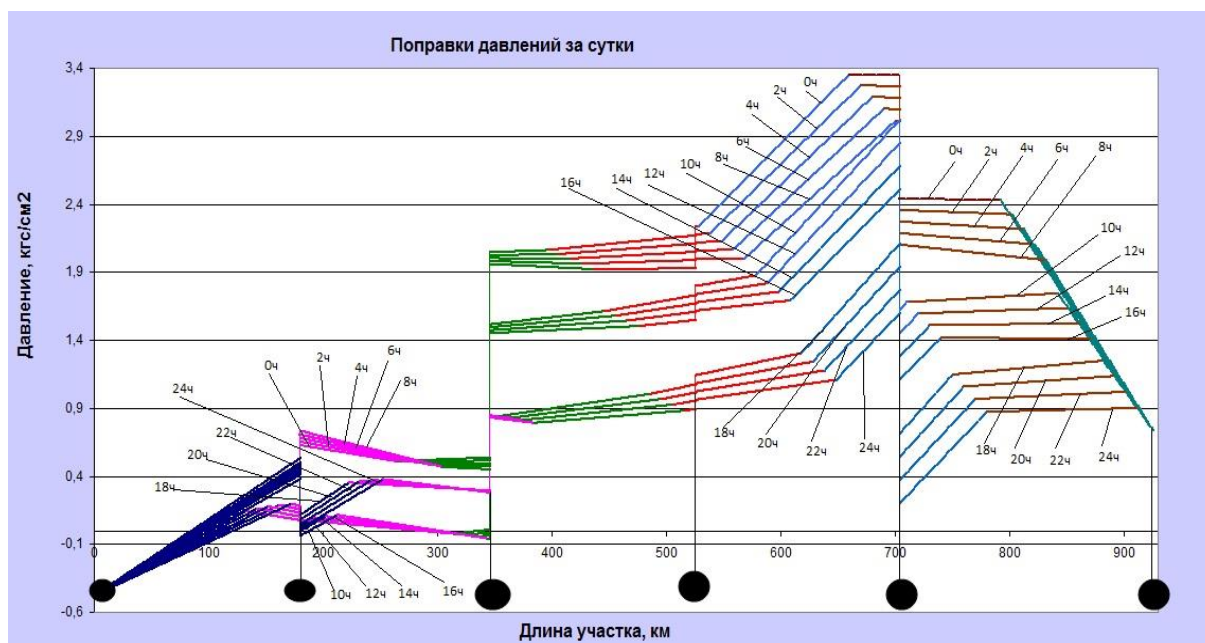


Рис. 2. Изменение поправок давлений на 24 часа

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Поправки давлений позволяют исключить необоснованные остановки трубопровода, более точно определить прогнозные объемы перекачки и энергопотребления на каждый час, сутки, месяц, и тем самым, обеспечить более высокое качество контроля и эффективность перекачки.

Изменение распределения физических свойств продукта по длине технологического участка существенно влияет на производительность перекачки, распределение давления, потребляемую мощность насосного оборудования.

В данной работе разработан инструмент, позволяющий: осуществлять более качественный контроль давлений на технологическом участке с учетом изменения взливов резервуаров; прогнозировать изменение давлений и расхода на технологическом участке и энергопотребления насосных агрегатов по мере продвижения партий нефтепродуктов.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель Мызников Михаил Олегович, к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология», ОмГТУ.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Нечваль М. В. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам / М. В. Нечваль, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов. – М.: Недра, 1976.–221 с.
- [2] Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебное пособие для вузов / П. И. Тугунов [и др.]. - Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. - 658 с.
- [3] Эксплуатация магистральных трубопроводов: раздаточный материал. / А. И. Гольянов. – Уфа: ИДПО УГНТУ, 2008. – 43 с.;
- [4] Мызников, М. О. Сравнительный анализ удельных показателей транспортировки нефти на технологических участках / М. О. Мызников, Е. В. Исакова, А. С. Куликов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4. – С. 34–39.

УДК 656.56

В. В. Шалай, М. О. Мызников, М. И. Гильдебрандт
НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ И КРИТЕРИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – Оптимизация работы трубопроводного предприятия транспорта углеводородов позволяет решить не только задачи энергоресурсосбережения, но и получить максимальные экономические выгоды, обеспечивающие подъем благосостояния страны. Деятельность современного предприятия трубопроводного транспорта строится на основе большого числа различных планов и программ, в том числе и программ энергоресурсосбережения. Мероприятия этих программ не всегда должным образом увязаны между собой. Выполнение мероприятий одних программ иногда приводит к ухудшению показателей других программ. Для координации, оптимизации и обоснования мероприятий различных программ необходимо применять обобщающие критерии, определяющие эффективность работы трубопроводного предприятия в целом. Рассмотрены основные понятия, принципы и критерии, определяющие эффективность работы трубопроводного предприятия.

Ключевые слова – магистральный трубопровод, энергоресурсосбережение, критерии эффективности, прибыль, рентабельность

I. ВВЕДЕНИЕ

Предприятия трубопроводного транспорта строят свою работу, используя большое число различных планов и программ. Это, и программы развития предприятия, и планы поставок нефти и нефтепродуктов, и программы техперевооружения, капитального ремонта, реконструкции, и планы диагностики, приведения к нормативным показателям, оптимизации производственных мощностей, и программы энергоресурсосбережения, экономии электроэнергии, повышения экологической и промышленной безопасности, повышения качества, инновационного развития, обучения персонала, социального развития и др.

Реализация этих программ требует немалых средств. Для определения эффективности мероприятий планов и программ требуются обобщенные критерии, позволяющие определять разумность и достаточность средств вкладываемых в их реализацию, решать задачи оптимизации работы предприятия.

Анализ многочисленных литературных источников [1-15] показывает большое разнообразие критериев и подходов к оценке эффективности, причем гонка за улучшением одного из показателей не всегда приводит к улучшению остальных, не дает однозначного ответа какой набор мероприятий является лучшим.

Задача трубопроводного предприятия – осуществлять транспортировку большого, определенного на заданный период времени, объема нефти, газа, продукта между пунктами приема и сдачи в оговоренные сроки с максимальной экономической отдачей. При этом, по мере жизни предприятия планы эксплуатации, направления и объемы транспортировки, цены на работы, материалы и оборудование, экологические, социальные требования, уровни безопасности, технологии, нормативные требования и законы могут меняться.

II. ТЕОРИЯ

Начальные решения, заложенные в проект, могут оказаться неоптимальными вследствие отличия условий эксплуатации от проектных.

Например, внедрение не предусмотренных первоначальным проектом технологий внутритрубной диагностики требует дополнительных конструктивных решений, сооружений, затрат, повышает гидравлическое сопротивление трубопроводов, повышает удельные энергетические показатели перекачки; применение частотного привода и систем сглаживания волн давления увеличивает стоимость оборудования станций, т.е. ухудшает какие-то показатели эффективности работы предприятия.

Или, например, снижение объемов перекачки приводит к снижению удельных показателей энергопотребления магистральных насосных агрегатов, что улучшает показатели программ энергосбережения. Но, снижение объемов поставки приводит к уменьшению доходной части предприятия. Если остановить все насосы – будем иметь максимальный эффект по энергосбережению, а эффективность работы такого предприятия равна нулю, более того, предприятие будет убыточным.

Эффект работы предприятия определяется разницей доходной и расходной части средств. Следовательно, оптимизация предприятия должна быть ориентирована на повышение доходной и снижение расходной части.

Доходная часть может быть увеличена повышением тарифов перекачки и перевалки, увеличением объемов поставки, увеличением расстояния транспортировки и изменением направления грузопотоков.

Уменьшению расходной части способствуют:

- уменьшение стоимости объекта (снижение стоимости строительства, изготовления, доставки, утилизации трубопроводов, станций и их оборудования);
- повышение ресурса и надежности трубопроводов и оборудования (увеличение срока жизни, сокращение затрат на ремонт и резервирование трубопроводов и оборудования);
- улучшение характеристик и повышение коэффициентов полезного действия оборудования (снижение затрат на энергоносители);
- оптимизация режимов транспортировки (снижение затрат на энергоносители, повышение экологической и промышленной безопасности эксплуатации);
- оптимизация сроков поставки, учет климатических и погодных условий (снижение затрат на энергоносители, стоимости выполнения работ);
- снижение закупочной стоимости энергоносителей (снижение затрат на электроэнергию, топливо, тепло);
- применение альтернативных источников энергии, солнечной, ветровой, гидравлической, геотермальной (снижение затрат на энергоносители);
- снижение гидравлического сопротивления трубопроводов путем нагрева транспортируемой жидкости, применения присадок, специальных покрытий труб, изменения шероховатости, применения ультразвука, уменьшения коэффициентов местных сопротивлений, профилирования каналов и др. (снижение затрат на энергоносители);
- снижение эксплуатационных затрат (снижение затрат на ремонт, диагностику, обслуживание, охрану);

- повышение безопасности, снижение экологических рисков (уменьшение страховых платежей, снижение затрат на поддержание экологической и пожарной безопасности);
- автоматизация процессов контроля и управления (повышение промышленной и экологической безопасности, показателей качества работы трубопроводов);
- повышение производительности труда, снижение трудоемкости, уменьшение числа работников и снижение зарплаты обслуживающего персонала (уменьшение фонда зарплаты); налоги (минимизация налоговых отчислений);
- налоги;
- прочие расходы предприятия (минимизация расходов).

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для оценки целесообразности выполнения тех или иных мероприятий в планах и программах предприятия, необходимости строительства, реконструкции, ремонта или выбора правильной технологии эксплуатации трубопровода требуются критерии сравнения вариантов возможной реализации технических решений, обеспечивающих выбор наилучшего из них. Для этого необходим набор критериев оптимизации. Подбор критериев определяется техническими и социальными задачами, долгосрочными или краткосрочными планами, уровнем развития науки и технологии.

Критерии эффективности можно подразделить на энергетические, экономические, критерии безопасности, надежности, социальные, экологические и др. Они могут быть удельными, отнесенными к единице продукции, производительности, мощности, затрат, времени, расстояния, массе, стоимости и пр.; абсолютными или комплексными, состоящими из нескольких критериев. Следует заметить, что оптимизация по одному критерию совершенно не гарантирует оптимальной работы предприятия в целом.

Например, удельные показатели энергопотребления или стоимости электроэнергии на прокачку при перекачке на режимах с малой производительностью будут существенно ниже, чем при больших производительностях, но при этом прибыль от прокачки меньших объемов может быть существенно ниже. При определенных тарифах для трубопроводного предприятия существуют такие объемы и производительности перекачки, когда прибыль от транспортировки будет наибольшей, и это не всегда соответствует максимальной пропускной способности трубопровода. При этом следует учитывать, что на прибыль будут влиять не только тарифы на транспортировку и объемы перекачки и стоимость потраченной электроэнергии, но и стоимость закупки, обслуживания, диагностики и ремонта оборудования, и стоимость энергоносителей, присадок, и затраты на поддержание необходимого уровня надежности, промышленной и экологической безопасности трубопровода, и отчисления на зарплату и страхование и налоги. Таким образом, любое улучшение одного или нескольких критериев может влиять на изменение других показателей эффективности и несет за собой дополнительные затраты, что в конечном итоге отражается на прибыли предприятия.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Из сказанного выше следует, что наиболее универсальным критерием эффективности предприятия трубопроводного транспорта может выступать прибыль предприятия.

Сравнительным критерием эффективности двух сходственных предприятий следует взять рентабельность, представляющую собой отношение прибыли к расходной части или затратам за весь период существования предприятия, или за заданный календарный срок. Направления улучшения и мероприятия по оптимизации работы трубопроводного предприятия должны быть направлены на увеличение этих критериев. При снижении критериев прибыли и рентабельности до нуля и ниже, работа предприятия становится убыточной и нецелесообразной.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Все многообразие мероприятий, направленных на улучшение работы предприятия трубопроводного транспорта должно проверяться определением главных критериев, показывающих эффективность предприятия в целом. При этом необходимо учитывать взаимовлияние различных мероприятий из разных планов и программ предприятия друг на друга.

Оптимизацию работы предприятия следует проводить не по одной программе или плану, а комплексно, с учетом всех имеющихся программ по критериям максимальной прибыли и рентабельности.

БЛАГОДАРНОСТИ

Статья подготовлена в порядке частной инициативы на основе многолетнего опыта планирования работы участков магистральных нефтепроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» // Российская газета. 27 ноября 2009 г. Федеральный выпуск № 5050 (226).
- [2] ГОСТ Р 51541-99. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения.–М.: Госстандарт России, 2000.–8 с.
- [3] Богданов, Р.М. Расчет норм потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти / Р.М. Богданов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».–2012.–№1.–С. 47-57.
- [4] Гумеров, А.Г. Внедрение энергосберегающих технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / А.Г. Гумеров, К.А. Борисов, А.Ю. Козловский // Нефтяное хозяйство.–2007.–№ 3.–С. 85-88.
- [5] Шабанов, В.А. Целевые функции и критерии оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотном регулировании электроприводе магистральных насосов / В.А. Шабанов, О.В. Бондаренко // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».–2012.–№ 4.–С.10-17.
- [6] Шабанов, В.А. Оценка эффективности частотного регулирования магистральных насосов по эквивалентному коэффициенту полезного действия / В.А. Шабанов, О.В. Кабаргина, З.Х. Павлова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».–2011.–№6.–С. 24-29.
- [7] Кутуков, С.Е. Влияние вязкости нефти на энергоэффективность перекачки по магистральным нефтепроводам / С.Е. Кутуков, Я.М. Фридлянд, А.А. Шматков // Трубопроводный транспорт - 2017: тез. докл. XII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. С. 425-429.
- [8] Гольянов А.И. Выбор рационального режима работы магистрального нефтепровода при заданном плане перекачки нефти / А.И. Гольянов, А.М. Нечваль, А.В. Михайлов // Проблемы нефтегазового комплекса России: тез. докл. Междунар. конф. Секция «Транспорт и хранение нефти и газа».–Уфа, 1998.–С. 28-29.

- [9] Гольянов, А.И. Обзор методов оценки энергоэффективности магистральных нефтепроводов / А.И. Гольянов, А.А. Гольянов, С.Е. Кутуков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2017.– 4 (110).– с.156-170.
- [10] Мызников, М.О. Сравнительный анализ удельных показателей транспортировки нефти на технологических участках / М.О. Мызников, Е.В. Исакова, А.С. Куликов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.–2013.–№ 4 (12).–С. 36-41.
- [11] Мызников М.О. Оптимизация режимов и энергоресурсосбережение при транспортировке углеводородов / М.О. Мызников // Neftegaz.RU.2017.–№12.–С.52-57.
- [12] Шалай, В.В. Экономия энергии и ресурсов при транспортировке углеводородов / В.В. Шалай, М.О. Мызников, М.И. Гильдебрандт // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства-ОмГТУ, 2018.- С. 206-207.
- [13] Мызников, М.О. Эффективность работы магистральных насосов в условиях неполной загрузки нефтепроводов / М.О. Мызников, М.И. Гильдебрандт // Трубопроводный транспорт.– 2018.– Уфа, 2018.– С. 351-353.
- [14] Energy and resource saving in hydrocarbons transportation [Electronic resource] / V. V. Shalay, M. O. Myznikov, M. I. Gildebrandt // AIP Conference Proceedings. – 2018. – Vol. 2007. – DOI: 10.1063/1.5051957.

УДК 665.7.035

Е. В. Харитонов, Г. И. Дусметова

РАЗРАБОТКА И ИСПЫТАНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ И ОЦЕНКА ЕЕ ДЕЙСТВИЯ В УСЛОВИЯХ МОДЕЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ

*Казанский национальный исследовательский технологический университет,
г. Казань, Россия*

Аннотация – Трубопроводный транспорт углеводородов является ключевым видом логистической связи района добычи с районами их переработки и потребления. Российская Федерация обладает самой протяженной сетью магистральных трубопроводов, для поддержания работы которых расходуется большое количество электроэнергии. В этих условиях, энергосбережение является одним из ключевых направлений политики транспортных компаний. Наиболее эффективным способом на настоящий момент является применение противотурбулентных присадок. Крупнейшие производители противотурбулентных присадок в России представлены иностранными компаниями – Baker Hughes. В этих условиях направление на импортозамещение является актуальной задачей. В данной работе приводится описание синтеза и испытание в лабораторных условиях противотурбулентной присадки на основе низкомолекулярных полимеров. Проведена сравнительная оценка действия присадок на модельной жидкости с промышленно-применяемыми противотурбулентными составами.

Ключевые слова – нефть, транспорт, модельная жидкость, противотурбулентная присадка, лабораторная установка

I. ВВЕДЕНИЕ

Рост добычи нефти в мире привел к истощению запасов наиболее качественной и легкодоступной нефти, в связи с чем основные резервы добычи нефти ориентированы на месторождения трудноизвлекаемой нефти. К таким относятся нефти с аномальными физико-химическими свойствами (тяжелые, вязкие, смолистые, парафинистые). Значительное содержание в высоковязкой нефти асфальтенов, смол и парафинов усложняют её транспортировку. Образующиеся отложения снижают скорость транспортировки нефти, а также ведут к уменьшению потока нефти в трубопроводах. Также увеличение давления в

трубопроводе ведет к росту напряжений в его стальной оболочке, и в сочетании с проблемой коррозии стенки трубы из-за отложений может в конечном итоге привести к разрушению трубопроводов в точках напряжения [1].

Длительная эксплуатация нефтяных месторождений и заводнение нефтеносных пластов приводят к образованию стойких водонефтяных эмульсий обратного типа, обладающих высокими значениями вязкости и стойкости к разрушению. Обводненность нефти вызывает более интенсивное осадкообразование, повышает температуру застывания нефти, увеличивает ее вязкость. Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вносит значительные осложнения в технологию механизированной добычи, сбора и подготовки товарной нефти.

Высоковязкие нефти, как правило, содержат уникальные компоненты, стоимость которых может превосходить стоимость стандартного ассортимента нефтепродуктов, и при этом большинство применяемых технологий транспортировки тяжелой высоковязкой нефти – затратны и недостаточно эффективны. Поэтому актуальной является проблема снижения затрат на перекачку высоковязкой нефти.

Одним из наиболее эффективных решений является введение в перекачиваемый поток полимерных присадок. Но, в связи с индивидуальным составом нефти различных месторождений, использование определенной композиции может быть эффективно для одного типа нефти и не давать положительных изменений на другом [2].

Цель исследований – разработать и синтезировать противотурбулентную присадку (ПТП), по результатам испытания которой эффективность должна быть не хуже промышленно применяемых ПТП.

II. ТЕОРИЯ

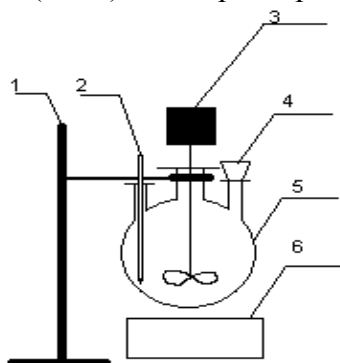
Увеличение пропускной способности трубопровода и снижение затрат на транспортировку одна из наиболее актуальных тематик в гидравлике. В настоящее время для транспортировки нефти применяют следующие специальные методы [3]:

- «горячую» перекачку жидкостей;
- перекачку с разбавителями;
- перекачка термообработанной нефти;
- гидротранспорт высоковязкой нефти;
- перекачка нефти с присадками.

Первые три метода нацелены на снижение вязкости транспортируемой за счет тепла нагрева сырья или добавление менее вязкого сырья. Гидротранспорт же позволяет транспортировать высоковязкое сырье в кольце низковязкого, например, внутри водяного кольца.

Наиболее кардинально отличающимся методом, который позволяет увеличить пропускную способность трубопровода является реагентный метод – это использование специальных полимерных добавок, которые нацелены на снижение гидравлического сопротивления за счет гашения турбулентности вдоль стенок трубопровода. Данные реагенты получили название противотурбулентные присадки.

На базе имеющейся литературы и патентного поиска были синтезированы присадки, отличающиеся по компонентному составу на основе низкомолекулярного полимера, поверхностно активного вещества (ПАВ) и наноразмерного компонента.



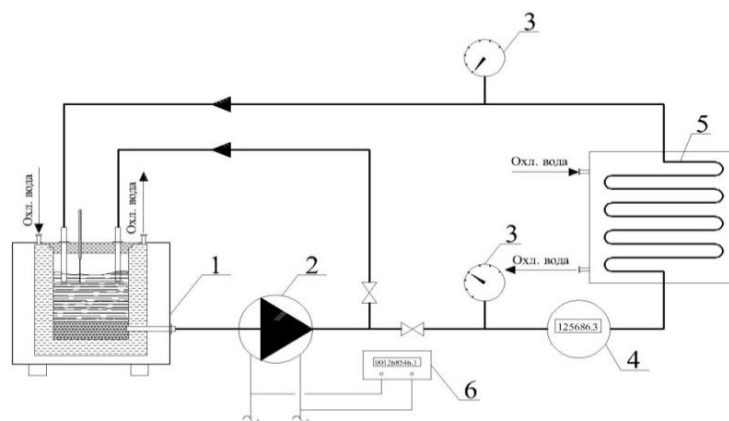
1 - штатив; 2 - термометр; 3 - электродвигатель с мешалкой;
4 - воронка; 5 - трехгорлая колба; 6 – водяная баня

Рис.1. Схема установки приготовления присадки

На рис. 1 представлена схема установки приготовления разработанной присадки. Трехгорлая колба, которая была снабжена воронкой и термометром, закреплялась на штативе. Компоненты поочередно смешивались в колбе с помощью лопастной мешалки, оснащенная электродвигателем. Для расплавления полимера и наиболее тщательного взаимодействия между компонентами поддерживалась постоянная температура при помощи водяной бани [4].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Синтезированные ПТП оценивали по снижению гидравлического сопротивления (эффект Томса) перекачиваемой среды при постоянных температурах на специально разработанной установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений в условиях, близких к реальным [5]. Общая схема установки представлена на рис. 2.



1– емкость, 2 – насос, 3 – манометр, 4- расходомер, 5 – змеевик, 6 – электросчетчик

Рис. 2. Схема установки по определению эффекта Томса

Разработанная ПТП получила название NAVA7, и в данной работе она будет озвучиваться данным обозначением.

В качестве примеров промышленных противотурбулентных образцов были выбраны основные ПТП применяемые в ПАО «Транснефть» таких наименований как: Baker Hughes (присадка FLO-XL), Conoco Philips и присадка M-Flowtreat татарстанской компании ГК «Миррико».

Полученный график зависимости изменения расхода жидкости от числа циркуляционных циклов представлен на рис. 3.

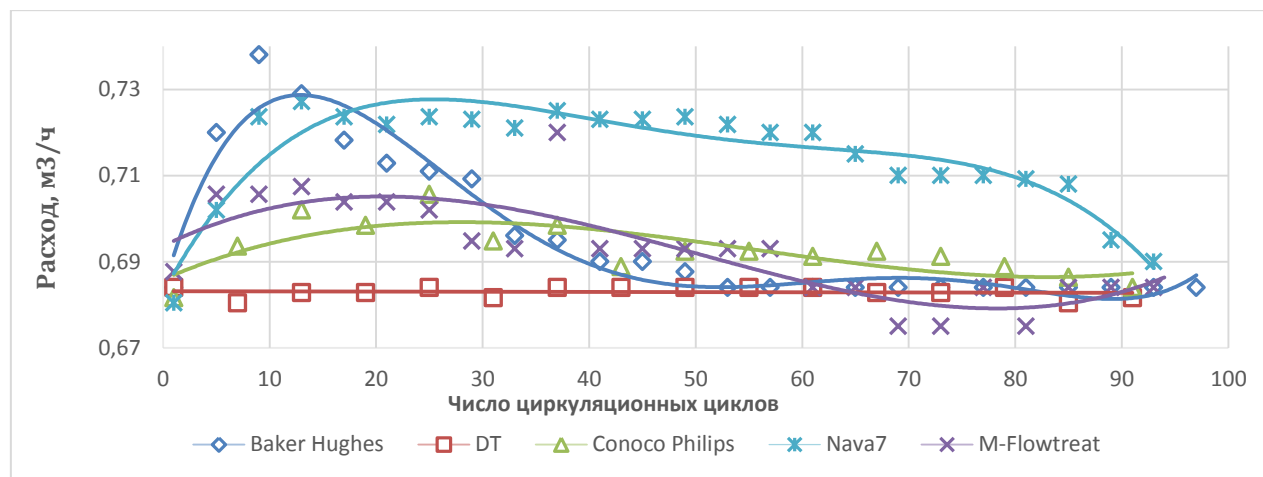


Рис.3. График зависимости расхода ДТ от числа циркуляционных циклов для промышленных составов и присадки NAVA7 при концентрации 100 ppm

Оптимальная концентрация для промышленных присадок была выбрана в 100 ppm, так как именно при данной концентрации все присадки показали максимальную эффективность по увеличению гидравлического сопротивления на установке на прямогонной фракции дизельного топлива (модельная жидкость).

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

По полученным данным были произведены расчеты эффективности по величине эффекта Томса и представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты эксперимента исследования NAVA7 и промышленных ПТП при различных методах расчета ВЭТ

| Название присадки | Расход, м³/ч | Средняя скорость, м/с | Перепад давления на змеевике, кгс/см² | Коэффициент гидравлического сопротивления | ВЭТ По расходу | ВЭТ по расходу и давлению |
|-------------------|--------------|-----------------------|---------------------------------------|---|----------------|---------------------------|
| Нет присадки | 0,675 | 9,55 | 4,7 | 0,023308 | 0 | 0 |
| NAVA7 | 0,73 | 10,33 | 4,46 | 0,018911 | 8,15 | 11,02 |
| Baker Hughes | 0,74 | 10,47 | 4,4 | 0,018156 | 9,63 | 13,31 |
| M-Flowtreat | 0,705 | 9,98 | 4,58 | 0,020821 | 4,44 | 5,80 |
| Conoco Philips | 0,7 | 9,90 | 4,6 | 0,021212 | 3,7 | 4,82 |

Исходя из данных рисунка 3 и таблицы можно сделать вывод, что присадка Baker Hughes обладает наибольшей величиной эффекта Томса и составляет 13.31 % по методике

исследования на установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений. Присадка NAVA 7 имеет меньшую эффективность по сравнению с промышленным образцом ПТП и равняется 11,02%.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с поставленной задачей была разработана противотурбулентная присадка, способная снижать коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода, на основе низкомолекулярного полимера, ПАВ и наноразмерного компонента [6].

Были изучены свойства противотурбулентных присадок на специально разработанной установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений. Проведены сравнительные испытания с промышленно применяемыми ПТП Baker Hughes и ГК «Миррико». По результатам исследования на модельной жидкости – дизельное топливо получены величины эффекта Томса для присадки NAVA7 - 11.02%. Данные значения ВЭТ являются соизмеримыми величинами по сравнению с промышленными противотурбулентными присадками.

Таким образом, в ходе исследовательской работы была разработана присадка к углеводородным средам, способная эффективно снижать коэффициент гидравлического сопротивления при транспортировке жидких сред и имеющая при этом невысокую стоимость относительно своих аналогов [7].

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: д.т.н. проф. Шарифуллин А.В., к.т.н. доц. Байбекова Л.Р.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Хуснуллин, Р.Р. Композиционные составы для снижения гидравлического сопротивления в системах трубопроводного сбора и транспорта продукции нефтяных скважин .дис. ... канд. техн. наук: 02.00.13 / Хуснуллин Руслан Ринатович. – Казань, 2015.–149 с.
- [2] Дусметова Г.И., Шарифуллин А.В., Шарифуллин В.Н., Харитонов Е.В. Разработка и испытание вязкостно-противотурбулентной присадки с наноконпонентом// Нефтяное хозяйство. № 4' 2017, С. 117-120
- [3] Мисюн М.А. Анализ способов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам/ Томский политехнический университет. – 2016. Бакалаврская работа
- [4] Присадка комплексного действия для транспортировки нефти и нефтепродуктов [Текст]: пат.2637942 Рос. Федерация МПК С10L 1/12 / Байбекова Л.Р., Дусметова Г.И., Харитонов Е.В., Шарифуллин А.В.; заявитель патентообладатель ФГБОУ ВО «КНИТУ». - №2016150792; заявл. 22.12.2016 ; опубл. 08.12.2017, Бюл. №34. – 3с.
- [5] Установка для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений [Текст]: пат.166259 Рос. Федерация МПК С01F 25/00 / Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хуснуллин А.В., Дусметова Г.И., Харитонов Е.В.; заявитель патентообладатель ФГБОУ ВО «КНИТУ». - №2016100724/28; заявл. 11.01.2016; опубл. 20.11.2016, Бюл. №32. – 4с.
- [6] Харитонов Е.В., Дусметова Г.И., Шарифуллин А.В.,Насыпов Д.Р. Разработка вязкостной присадки на основе сэвилена с добавлением наноконпонента/ Вестник технологического университета, №22, 2016г, С.47-50.
- [7] Материалы Программы стратегического развития ОАО «АК «Транснефть» на период до 2020 г. в части, касающейся развития ОАО «АК «Транснефтепродукт» // ОАО «АК «Транснефтепродукт». 2014. [Электронный ресурс]. URL: <http://transnefteproduct.transneft.ru/press/news/?id=1487> (дата обращения: 14.04.2014).

Секция 2

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ, ГАЗИФИКАЦИЯ И ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВО

УДК 621.515.1

И. Н. Квасов, Е. В. Шендалева

АНАЛИЗ РИСКА ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА ДОЖИМНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – В статье рассмотрены актуальные вопросы анализа и оценивания риска эксплуатации компрессорного цеха дожимной компрессорной станции магистрального газопровода. Существующие методические документы не содержат оценку риска эксплуатации конкретных видов оборудования газотранспортных предприятий. Приведённые в этих документах данные о вероятностях возникновения аварийных ситуаций не охватывают весь комплекс используемого оборудования, технических и технологических решений, присутствующих в газотранспортных предприятиях. В статье предложен метод комплексной оценки риска с использованием сочетания качественных и количественных методов оценивания, а также экспертной оценки вероятностей. Это позволит получить объективную количественную оценку риска.

Ключевые слова – магистральный газопровод, компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, анализ и оценивание риска

I. ВВЕДЕНИЕ

Для транспорта углеводородов аварийные ситуации представляют серьезную проблему из-за значительного потенциала опасностей и масштаба возможных потерь. Поэтому обеспечение промышленной безопасности традиционно занимают важное место в нефтегазовой отрасли. Оценка технического риска – признанный инструмент системного анализа в области обеспечения безопасности техносферы.

В качестве опасного производственного объекта (ОПО) рассмотрен компрессорный цех № 1 дожимной компрессорной станции газового промысла № 15 ООО «Уренгой-Газпром».

Основными задачами исследования являются: определение сценариев развития аварийной ситуации, выбор методов качественного и количественного оценивания риска, нахождение вероятностей событий, в том числе с помощью экспертных оценок, определение риска аварийной ситуации.

II. ТЕОРИЯ

Технический риск – это измеритель техногенной опасности, специфическая мера одного из многих свойств социотехнической системы, характеризующая неплановый

(неявный, но возможный, случайный) вред её функционирования [1]. Основными составляющими при анализе риска являются [2]:

- ожидаемая частота аварий;
- размеры зон негативного воздействия поражающих факторов аварий;
- количество пострадавших, в том числе погибших и раненых;
- условная вероятность поражения людей;
- ущерб от аварии.

Основными количественными показателями риска являются:

- ожидаемый годовой ущерб;
- потенциальный территориальный риск;
- коллективный риск;
- индивидуальный риск;
- социальный риск (F/N -кривая).

Технический риск сопряжен с возможным сочетанием обстоятельств и событий, нарушающих штатное течение технологических процессов и создающих нарастание опасностей, угрожающих техническим системам, окружающей природной среде, жизни и здоровью людей.

Методы анализа риска подразделяют на качественные и количественные. Качественные методы позволяют представить результаты анализа опасностей в виде диаграмм, таблиц, описания и дополнить их количественной оценкой, данной экспертами. В количественных методах результаты получают путем расчета показателей риска. При проведении анализа частоты реализации опасных событий используют методы оценки риска, удовлетворяющие требованию научной обоснованности, повторяемости и согласованности.

Методы, широко используемые для анализа и оценивания риска [3], приведены на рис. 1.

Одним из наиболее широко применяемых методов качественного анализа риска является ФТА. При построении дерева неисправностей выполняют следующие операции:

- 1) определение обстоятельства, характеризующего отказ, и фиксирование его в качестве отказа верхнего уровня;
- 2) Рассмотрение комбинаций отказов и их последствий;
- 3) Построение дерева отказов в соответствии с правилами:
 - конечное событие помещают вверху;
 - первичные причины (исходные причины) располагают снизу;
 - дерево состоит из последовательности событий, которые ведут к конечному событию;
 - последовательности событий образуются с помощью логических символов И, ИЛИ и др.;
- 4) Определение минимальных аварийных сочетаний и минимальных траекторий дерева отказов. Минимальные траектории представляют собой события, которые являются критическими для поддержания объекта в рабочем состоянии.

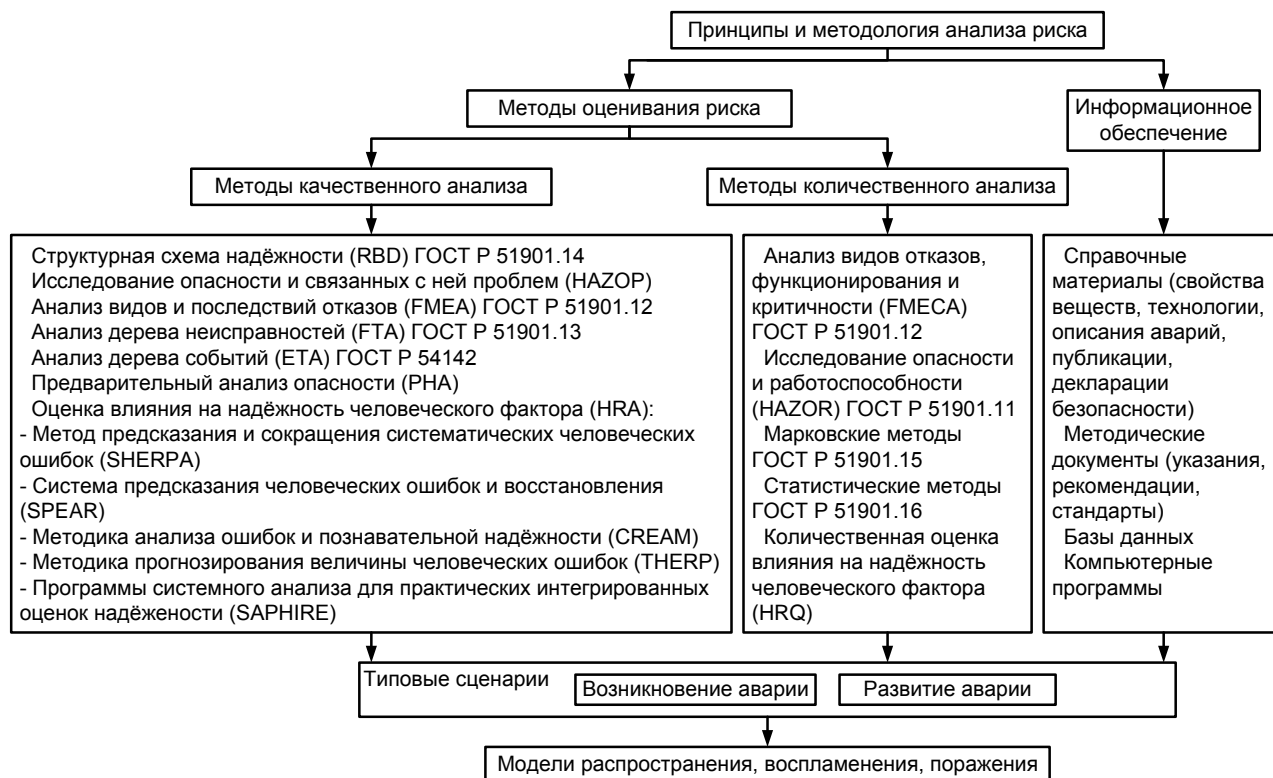


Рис. 1. Принципы и методология анализа и оценивания риска

Обобщённые вероятности для групп зависимых событий составляют

$$B(A) = \prod_{i=1}^n B(A_i); \quad (1)$$

для групп независимых событий

$$B(A) = 1 - \prod_{i=1}^n [1 - B(A_i)], \quad (2)$$

где $B(A_i)$ – вероятность события A_i .

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Дожимная компрессорная станция включает в себя два компрессорных цеха с газоперекачивающими агрегатами ГПА-Ц-16. В компрессорном цехе установлены ГПА и следующее оборудование:

- узел подключения к магистральному газопроводу;
- технологические коммуникации с запорной арматурой;
- установка очистки газа;
- установки воздушного охлаждения газа первой и второй ступени;
- станция охлаждения газа;
- блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
- вспомогательные системы и устройства (электроснабжения, маслоснабжения, пожаротушения, отопления, контроля, пожарной и охранной сигнализации, вентиляции, сжатого воздуха и др.).

Управление и контроль ГПА осуществляют с помощью установки автоматизации ГПА и системы автоматического управления ГПА на базе микропроцессорной установки МСКУ-4510.

При анализе риска в качестве отказов верхнего уровня были приняты пожар и взрыв – пожар провоцирует детонацию паров и газов, а в результате взрыва происходит возгорание.

Для анализа и оценки риска эксплуатации компрессорного цеха был выбран комбинированный метод, сочетающий в себе методы РНА, ФТА, FMEA, FMESA.

На первом этапе анализа риска определяют сценарии развития аварии (рис. 2), для чего:

- выявляют источники опасности, возможность взрыва и/или пожара на объекте;
- выявляют элементы и объекты, которые могут привести к проявлению опасности;
- вводят ограничения на анализ риска, исходя из реальных условий существования оборудования;
- определяют критические значения параметров оборудования, при которых возможна разгерметизация или взрыв.

На втором этапе анализа риска проводят анализ последствий аварийной ситуации.

Сценарии развития аварии детализируют для построения дерева отказов, например: разрыв газопровода внутри здания – образование газозвушной смеси (ГВС) – разлёт фрагментов трубы – истечение струй газа из газопровода и их взаимодействие с окружающими преградами – заполнение здания ГВС – воспламенение смеси с взрывным эффектом – разрушение здания, оборудования и трубопровода с гибелью людей, находящихся в здании – возникновение пожара в условиях загроможденного пространства → термическое воздействие пожара на оборудование, помещения и персонал вне здания – распространение аварии при воздействии поражающих факторов на оборудование под давлением или содержащее природный газ – гибель или травмирование людей.

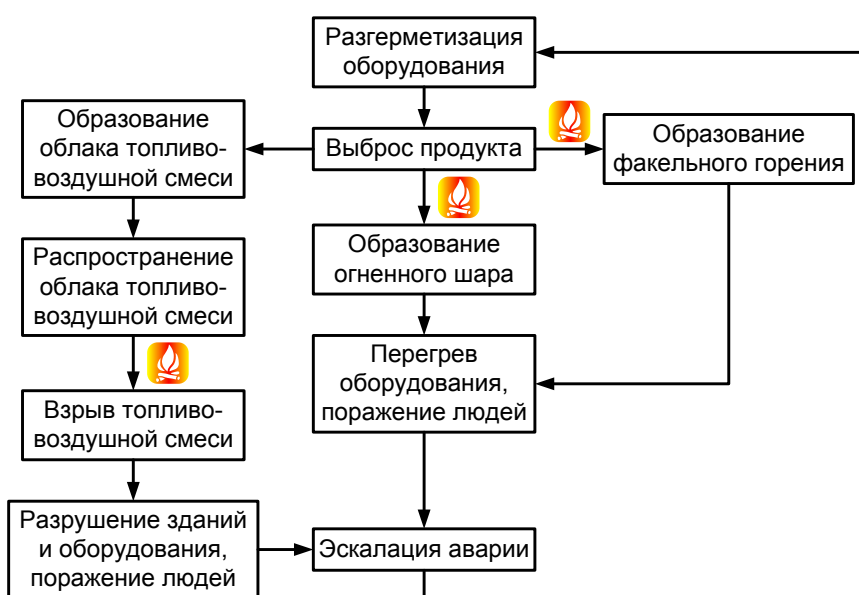


Рис. 2. Сценарии развития аварии в компрессорном цехе

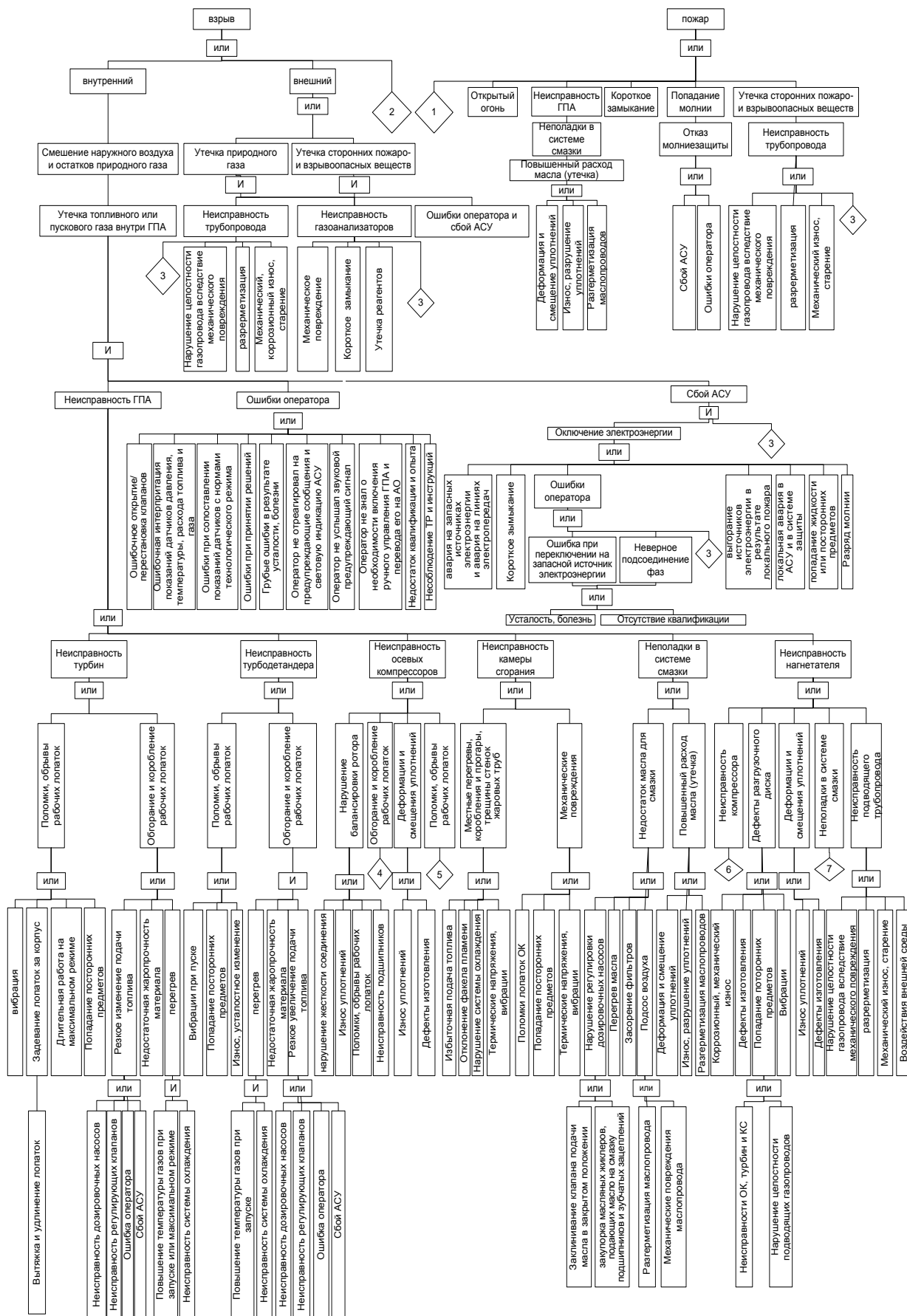


Рис. 3. Дерево отказов для ГПА-Ц-16

Качественный анализ функционирования оборудования позволяет определить минимальные пропускные сочетания, то есть набор исходных событий, одновременное возникновение которых достаточно для появления события верхнего уровня, и минимальные отсечные сочетания дерева отказов, гарантирующие появление события верхнего уровня при наличии хотя бы одного исходного события. Минимальные пропускные сочетания позволяют выявить «слабые места» оборудования. Минимальные отсечные сочетания позволяют разработать эффективные меры предупреждения аварии.

Для нахождения пропускных и отсечных сочетаний был построен граф сценариев развития аварийной ситуации. Использование теории графов позволило формализовать процесс нахождения сочетаний.

Фрагмент построения дерева отказов для компрессорного цеха (ГПА) изображён на рис. 3 [5].

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

При расчете численного значения вероятности отказов использованы статистические данные [4] и экспертные оценки вероятностей отказов оборудования компрессорного цеха.

Для экспертной оценки была разработана 10-балльная шкала, согласованная с вероятностями возникновения потенциального отказа конкретного блока в диапазоне от $5 \cdot 10^{-7}$ – «отказ практически невероятен» до $5 \cdot 10^{-4}$ – «вероятны повторные отказы». В экспертном опросе участвовали специалисты ООО «Уренгой-Газпром». Экспертная оценка проводилась с проверкой согласования мнений экспертов.

Итоговая количественная оценка вариантов реализации отказов верхнего уровня приведена в таблице 1.

Таблица.1. Вероятности реализации событий верхнего уровня

| № | Оборудование компрессорного цеха | Вероятность инициации пожара, год ⁻¹ | Вероятность инициации взрыва, год ⁻¹ |
|------------------------------------|--|---|---|
| 1 | Узел подключения к магистральному газопроводу | $5,7 \cdot 10^{-5}$ | $4,2 \cdot 10^{-4}$ |
| 2 | Установка очистки газа | $1,7 \cdot 10^{-5}$ | $1,3 \cdot 10^{-5}$ |
| 3 | Установка воздушного охлаждения газа | $2,4 \cdot 10^{-5}$ | $1,9 \cdot 10^{-5}$ |
| 4 | Станция охлаждения газа | $2,2 \cdot 10^{-5}$ | $2,0 \cdot 10^{-5}$ |
| 5 | Блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа | $4,9 \cdot 10^{-4}$ | $3,1 \cdot 10^{-4}$ |
| 6 | Газоперекачивающий агрегат | $6,7 \cdot 10^{-4}$ | $9,0 \cdot 10^{-5}$ |
| 7 | Вспомогательное оборудование | $2,1 \cdot 10^{-5}$ | $1,1 \cdot 10^{-5}$ |
| 8 | Трубопроводы и запорная арматура | $2,8 \cdot 10^{-4}$ | $7,3 \cdot 10^{-5}$ |
| Общая вероятность конечных событий | | $2,9 \cdot 10^{-3}$ | $1,1 \cdot 10^{-3}$ |

Оценка риска эксплуатации выполнена в соответствии с рекомендациями [5]

$$R = \sum_{T=1}^T U_T \cdot P_T + \sum_{M=1}^M U_M \cdot P_M + \sum_{N=1}^N U_N \cdot P_N, \quad (3)$$

где U и P – соответственно, потенциальный ущерб и вероятность неблагоприятного события;

T, M, N – индекс ущерба, нанесённого, соответственно, техническим объектам, персоналу, природной среде.

Риск эксплуатации составил $R = 886625,3 + 24000,0 + 200,0 = 910825,3$ р/год.

В качестве минимального пропускного сочетания получено одновременное действие таких факторов, как «неисправность оборудования», «неисправность системы контроля» и «ошибки оператора».

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный метод анализа и оценивания риска эксплуатации компрессорного цеха дожимной компрессорной станции магистрального газопровода базируется на сочетании широко известных качественных и количественных методах оценки риска РНА, ФТА, ФМЕА, ФМЕСА с привлечением экспертных оценок. Это позволило оценить риск эксплуатации сложного технического объекта в условиях неопределённости исходных данных. Формализация сценариев развития аварийной ситуации с помощью теории графов обеспечила надёжный способ определения минимальных отсечных и пропускных сочетаний дерева отказов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Гражданкин А.И. О безопасности труда на периферии прогресса // Охрана труда и социальное страхование. – 2008. – № 12. – с.23-30.
- [2] СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Стандарт открытого акционерного общества «Газпром». «Методические указания проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». Введ. 2009-12-30. – М.: Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2009.. – 388 с.
- [3] ГОСТ Р 51901.1-2002. Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем. Введ. 2002-06-07. – М.: Стандартинформ, 2005. – 26 с.
- [4] Основные показатели риска аварии в терминах теории вероятностей // Гражданкин А. И., Дегтярёв Д. В., Лисанов М. В., Печёркин А. С. Безопасность труда в промышленности. – 2002. – № 7. – С. 35-39.
- [5] Шендалева Е. В., Прокина Н. М. Оценка риска эксплуатации газоперекачивающего агрегата / Материалы 2-ой междунар. науч.-техн. конф. «Актуальные проблемы трубопроводного транспорта Западной Сибири. Нефтегазовый терминал». Выпуск 2. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2008. – С. 58 – 61.
- [6] Приказ Министерства топлива и энергетики от 12.04.2006 № 78 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке и подготовке к принятию проектов технических регламентов». Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс»

УДК 622.691.4

Е. А. Ездаков

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация – В работе рассмотрены основные методы снижения эксплуатационных нагрузок кольцевых диффузоров выхлопного тракта газотурбинного двигателя, используемого как привод газоперекачивающего агрегата. Проведен анализ литературных данных по экспериментальным исследованиям влияния разной геометрической формы кольцевых диффузоров на степень расширения и угол раскрытия, на основе которого выбраны наиболее приемлемые конструкции кольцевых диффузоров для замены старого кольцевого диффузора простого типа с повышенным уровнем вибрации, установленного на газотурбинном двигателе, эксплуатируемом на типовой компрессорной станции. Рассчитаны коэффициенты внутренних и полных потерь. Выбран оптимальный тип кольцевого диффузора.

Ключевые слова – компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, газотурбинный двигатель, кольцевой диффузор

I. ВВЕДЕНИЕ

Любая современная газотранспортная система (ГС) предназначена для обеспечения перекачки природного газа больших объемов на значительные расстояния от месторождений до конечного потребителя. При этом, рассматривая инфраструктуру Российской Федерации, следует отметить удаленность источников природного газа, слабо развитую инфраструктуру районов дальнего востока и крайнего севера, а также жесткие требования к качеству поставляемого продукта. Все это указывает на то, что процесс транспортировки является сложным и, помимо самих трубопроводов, требует использования компрессорного оборудования, установленного на головных, линейных и компрессорных станциях (КС) подземных хранилищ [1].

В настоящее время основным элементом КС являются газоперекачивающие агрегаты (ГПА), работающие на электроприводе и газотурбинном (ГТ) приводе. Последний тип по суммарной мощности превышает 80 % от общей установленной мощности приводов на КС. Анализ существующего положения трубопроводного транспорта газа, и оценка перспектив его дальнейшего развития, свидетельствует об актуальности работ, направленных на повышение эксплуатационной надежности ГТ приводов.

В России, основной объём добычи и транспортировку природного газа осуществляет ПАО «Газпром» - крупнейшая в мире система, которая постоянно проводит модернизацию и техническое перевооружение объектов, линейной части и КС.

ПАО «Газпром» была разработана комплексная программа на 2016 – 2020 годы, по реконструкции и техническому перевооружению объектов транспорта газа [1]. Данная программа имеет направление на увеличение надежности работы компрессорных станций, а также их эффективности. Всё это должно обеспечить поставку природного газа в бесперебойном режиме.

II. ТЕОРИЯ

Все элементы газовой турбины (ГТ) подвержены различным нагрузкам. К ним относят термические (наиболее подвергнуты лопатки турбины, сопловый аппарат) и вибрационные нагрузки (выхлопная система, кольцевые диффузоры). Большая часть элементов ГТ подвергается и тем и другим. К таким элементам можно отнести камеру сгорания, сопловый аппарат турбины, саму турбину и выхлопной тракт для отвода продуктов сгорания в атмосферу или для их регенерации [3].

Проведенный литературный анализ показал, что в последнее время, помимо разработок новых термически устойчивых материалов, особое внимание уделяется вопросам, связанным с исследованием влияния вибрационных нагрузок на кольцевые диффузоры (КД) вследствие повышенного акустического излучения и влияния КД на степень понижения давления рабочего тела на выходе из турбины при его перемещении по газоходу. При этом указанные характеристики, согласно [4], влияют на мощность ГТ и коэффициент полезного действия.

Данную проблему современные инженеры решают путем применения разных конструкций КД. Так, в работах [4, 5], показано, что в большинстве случаев можно использовать геометрические диффузоры, представляющие собой каналы, площадь которых непрерывно увеличивается по направлению движущихся по ним продуктов сгорания. При этом, согласно [4], наиболее эффективными являются КД с расширяющимися каналами со степенью расширения $n = 4$. С другой стороны, для наиболее полного преобразования кинетической энергии потока в потенциальную (на выходе из газовой турбины), высокой степени расширения КД оказывается недостаточно, о чем указано в экспериментальных данных [5, 6]. Это обусловлено тем, что с одной стороны, после последней ступени поток будет характеризоваться радиальной неравномерностью поля скоростей и фактическое направление скоростей будет значительно отличаться от осевого. С другой стороны, в соответствии с [11], при выборе конструкции с наиболее низким коэффициентом потерь следует учитывать сочетание угла раскрытия КД (φ) и значения n .

Преобразование кинетической энергии потока продуктов сгорания в потенциальную определяется степень преобразования, которая характеризуется коэффициентом потерь, являющимся безразмерной величиной и определяющим, согласно [7], рассеяние энергии при продольных колебаниях рабочего тела.

Исходя из выше изложенного, целью данной работы является определение оптимальной конструкции КД с более низким коэффициентом потерь ζ .

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Объектом, требующим замены КД, был газотурбинный двигатель, установленный на типовой КС, расположенной на территории Новосибирской области. КД относился к диффузорам простого типа и мел следующие характеристики (таблица 1).

Данные диагностического контроля, проведенного на КС, показали, что эксплуатируемый КД имеет повышенный уровень вибрации. То есть для продуктов сгорания на выходе из турбины характерна нестационарность скорости и, согласно [11], имеют место большие амплитуды пульсаций давления, что отрицательно влияет на эффективность ГТ в целом.

Таблица 1. Характеристики кольцевого диффузора

| Наименование величины | Обозначение | Размерность | Величина |
|------------------------------|-------------|-------------|----------|
| Наружный диаметр на входе | D_1 | м | 0,292 |
| Внутренний диаметр на входе | d_1 | м | 0,201 |
| Наружный диаметр на выходе | D_2 | м | 0,351 |
| Внутренний диаметр на выходе | d_2 | м | 0,247 |
| Длина | L | м | 0,112 |
| Давление полного торможения | p_0 | бар | 1,1 |
| Степень расширения | n | – | 1,38 |
| Скорость газа на входе | w | м/с | 178 |

Решить указанную проблему возможно путем замены КД простого типа с малой степенью расширения ($n=1,39$) на КД другой геометрической формы с заданными значениями φ и n и аналогичными характеристиками наружного и внутреннего диаметра (в соответствии с данными таблицы 1).

В качестве вариантов замены диффузора были рассмотрены КД с внутренним оребрением (КД ВО) [9], которая представляет собой диффузор с установленными вдоль обтекаемой поверхности клиновидными ребрами, вершины которых расположены во входном сечении) и КД с установленным перфорированным коническим экраном (КД ПКЭ), при этом для исключения перетеканий рабочей среды через пристеночный зазор предусмотрено использование специального демпфирующего материала – минеральной добавки.

В качестве исходных данных при выборе характеристик кольцевых диффузоров были использованы рекомендации [4], в соответствии с которыми для КД ВО были взяты $n = 4$ и $\varphi = 15^\circ$, а для КД ПКЭ $n = 2$ и $\varphi = 15^\circ$. виброскорость для КД ВО и КД ПКЭ была ниже виброскорости КД простого типа с гладкой внутренней поверхностью примерно в 2,5 раза.

Для обоснования выбора оптимального типа конструкции в данной работе были рассчитаны коэффициенты внутренних и полных потерь. Алгоритм расчета был выбран в соответствии с [10]:

Коэффициент внутренних потерь составил:

$$\zeta = \varphi_d \left(1 - \frac{1}{n}\right)^2, \quad (1)$$

где φ_d – коэффициент «полноты» удара (определяется по экспериментальной диаграмме, и зависящий только от угла раскрытия [10]);

n – степень расширения;

коэффициент полных потерь:

$$\zeta_{II} = \zeta + \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right) \frac{1}{n^2}, \quad (2)$$

где

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \left[1 - \frac{\lambda_1^2}{5(k+1)}\right] / \left[\left(1 - \frac{k-1}{k+1} \lambda_1^2\right)^{\frac{1}{k-1}}\right], \quad (3)$$

где $k=1,4$ для воздуха,

$\lambda_1 = w_1/w_*$ - безразмерная скорость на входе в кольцевой диффузор;
 w_1 - среднерасходная скорость во входном сечении диффузора, равная 178 м/с;
 w_* - критическая скорость потока, равная скорости звука 331 м/с.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Проведенные расчеты показали, что минимальное значение внутренних и полных потерь будет характерны для КД с установленным перфорированным экраном и составят 0,08 и 0,56. В то время как для КД ВО эти значения составили 0,17 и 0,63, соответственно. Полученное можно объяснить, опираясь на исследования [8], в которых отмечено, что отсутствие каких-либо крепежных ребер в конструкции кольцевых диффузоров способствует снижению аэродинамического сопротивления и, как следствие, данный тип конструкции, далее будет подвержен меньшему уровню вибрации.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При замене КД простого типа с повышенным уровнем вибрации на КД другой геометрической формы, следует учесть, что конструкция кольцевого диффузора с перфорированным экраном может быть более предпочтительна, так как имеет меньшие значения коэффициента полных потерь.

БЛАГОДАРНОСТИ

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

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] ПАО «Газпром». [Электронный ресурс]. –URL: <http://www.gazprom.ru> (10.09.2018)
- [2] СТО Газпром 2-3.5-454.2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. –URL: <http://files.stroyinf.ru/Data1/53/53416/> (10.09.2018)
- [3] Шайхутдинов А.З. Разработка и модернизация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / А.З. Шайхутдинов; под редакцией В.А. Максимова. – Казань: ООО «Слово», 2007. – 339 с.
- [4] Григорьев, Е.Ю. Новые методы стабилизации течения в плоских, конических, кольцевых диффузорных каналах турбомашин / А.Е. Зарянкин, Е.Ю. Григорьев. // Вестник ИГЭУ. – 2012. – №5. – С. 5–10.
- [5] Черников, В.А. Аэродинамические характеристики выходного диффузора стационарной газовой турбины при различных режимах ее работы / В.А. Черников, Е.Ю. Семакина // Энергетические машины и установки. – 2009. – № 2. – с. 42–48.
- [6] Зарянкин, А.Е. Выхлопные патрубки паровых и газовых турбин / А.Е. Зарянкин, Б.П. Симонов. – М.: Изд-во МЭИ, 2002 – 274 с.
- [7] ГОСТ 16297-80: Материалы звукоизоляционные и звукопоглощающие. Методы испытаний [Электронный ресурс]. –URL: https://normative_reference_dictionary.academic.ru/30190/Коэффициент_потерь (10.09.2018)
- [8] Щуровский, В.А. Перспективы развития газотурбинного привода в газовой промышленности / В.А. Щуровский // Теплоэнергетик. – 1984. – №1. – С. 3-7.
- [9] Патента РФ 2010128979/06, 14.07.2010. Диффузор // Патент России № 2469214. 2012. Бюл. № 34. / Зарянкин А. Е., Арианов С. В., Парамонов А.Н., Носков В. В.
- [10] Мигай, В.К., Гудков Э.И. Проектирование и расчет выходных диффузоров турбомашин / В.К. Мигай, Э.И. Гудков.–Л., 1981 – 272 с.
- [11] Зарянкин, А.Е. Новый способ управления отрывом потока рабочих сред в широкоугольных диффузорах паровых и газовых турбин / А.Е. Зарянкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2014 – С. 5–10.

УДК 622.691.4

В. О. Патракеев

ПРИМЕНЕНИЕ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация – Научная работа посвящена исследованию детандер–генераторной технологии обеспечивающей ресурсоэффективность газораспределительной станции малой производительности. Целью работы является выбор наиболее оптимального детандер–генераторного агрегата для использования потенциала природного газа при редуцировании на газораспределительной станции. Для достижения поставленной цели был произведен аналитический обзор применения детандер–генераторной технологии на газораспределительных станциях, был выбран оптимальный детандер–генераторный агрегат на основе технико–эксплуатационных показателей, произведен расчет мощности детандер–генераторного агрегата в зависимости от сезонности газопотребления на газораспределительной станции и расчёт срока окупаемости внедрения детандер–генераторного агрегата.

Ключевые слова – магистральный газопровод, газораспределительная станция, детандер–генераторный агрегат

I. ВВЕДЕНИЕ

В процессе понижения давления газа на газораспределительной станции (ГРС) происходит потеря потенциала полезной энергии. Особенно наиболее выражен этот процесс на ГРС малой производительности, вследствие их большого количества [1]. Поэтому, выбор новых технических решений и технических средств, позволяющих предотвратить безвозвратно теряемый потенциал является актуальной проблемой для любого газотранспортного предприятия

Целью работы является выбор оптимального детандер–генераторного агрегата (ДГА) для использования потенциала природного газа при редуцировании на ГРС.

Для выполнения цели, были поставлены следующие задачи:

- 1) аналитический обзор применения детандер–генераторной технологии на ГРС;
- 2) выбор оптимального детандер–генераторного агрегата на основе технико–эксплуатационных показателей;
- 3) расчет мощности ДГА в зависимости от сезонности газопотребления на ГРС;
- 4) расчет срока окупаемости внедрения ДГА на ГРС.

В качестве объекта исследования была выбранная ГРС располагающаяся в с. Чажемто Томской области, на магистральном газопроводе «Парабель-Кузбасс».

II. ТЕОРИЯ

Согласно научно–технической литературе [2–4], газотранспортная система включает в себя связанные между собой газопроводы и различные технологические сооружений, предназначенной для обеспечения газом потребителей. Одно из важнейших сооружений в газотранспортной сети является ГРС, основной задачей которой является снижение и автоматическое поддержания давления на заданной величине (редуцирование).

Редуцирование газа является процессом при котором изменяются характеристики газовой смеси (давление, температура, энтропия и энтальпия). Данный процесс является необратимым (энтропия системы увеличивается) и это приводит к уменьшению системы производить работу, т.е. безвозвратно теряется потенциал энергии природного газа [5].

На рассматриваемой ГРС, имеющий тип «Урожай-20», редуцирование идёт через стандартные регуляторы давления на два производционных трубопровода в с. Чажемто и в с. Колпашево.

При внедрении в схему детандер-генераторного агрегата (рис.1) данный потенциал можно преобразовать в полезно используемый ресурс.

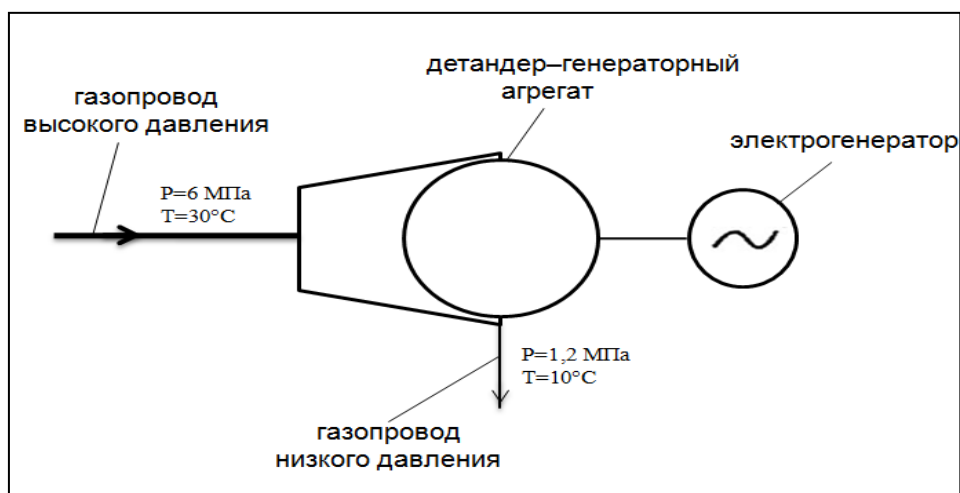


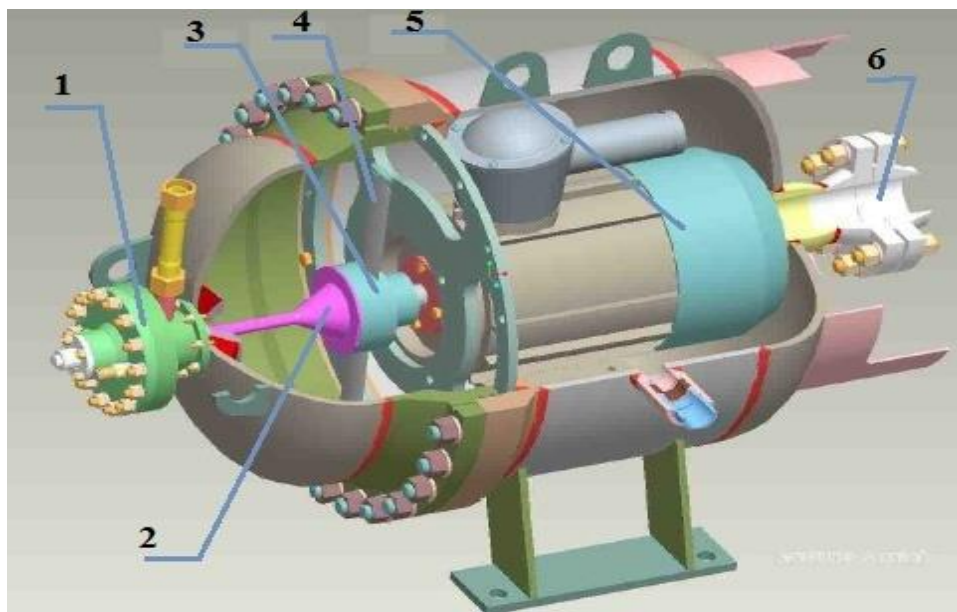
Рис. 1. Схема детандер-генераторного агрегата

В результате анализа литературного обзора, среди множеств ДГА применимых для использования на ГРС малой производительности, наиболее приемлемыми являются два ДГА. На рисунке 2 представлен ДГА «ТДА-СРТ» [6], его специфика заключается в дросселировании газа через тяговые каналы рабочего колеса, тем самым создаётся вращение вала и механическая работа генератора.

Второй ДГА «ТурбоСфера» [7] представлен на рисунке 3, его специфика заключается в многоступенчатом дросселировании газа по круговой спирали через каналы теплообменника. Газ движется по спирали и совершает преобразование потенциальной энергии в механическую энергию вращения рабочего колеса электрогенератора.

Проведенный литературный анализ позволил нам определить основные параметры, на основе которых можно сделать вывод о том, что габаритные размеры «Турбосфера» намного меньше размеров «ТДА-СРТ», что облегчает внедрение данного агрегата на ГРС. Помимо габаритных размеров ДГА к преимуществам Турбосферы можно отнести следующие параметры:

- уникальность подвода теплоты непосредственно к корпусу агрегата, что позволяет исключить затрат на внедрение дополнительных подогревателей газа (ПГ);
- возможность работать в широком диапазоне расходов и давлений, что упрощает внедрения данной технологии на ГРС различной производительности.



1– подводящее сопло(ПС); 2–входной диффузор; 3–ротор турбины с рабочим колесом;
4– тяговые каналы рабочего колеса; 5– генератор; 6–выход рабочего тела низкого давления

Рис. 2. ДГА «ТДА-СТ» производства ООО «Флуитексистемз»

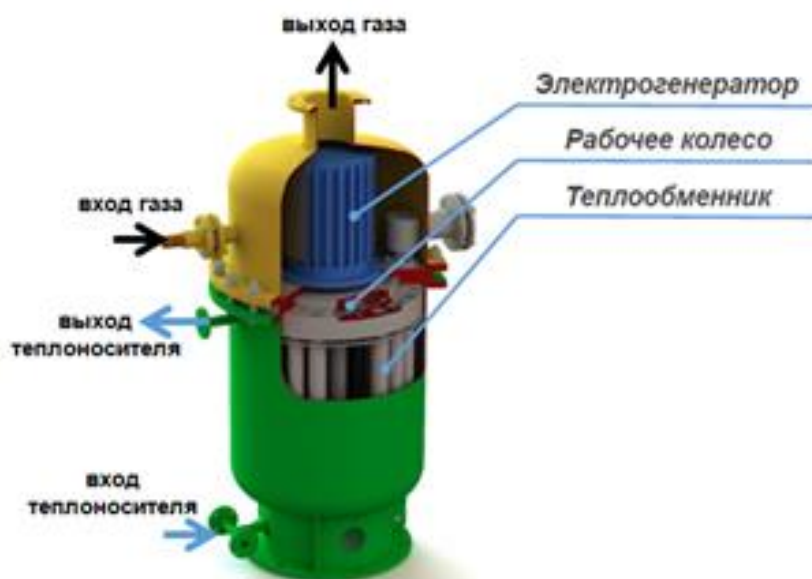


Рис. 3. ДГА «ТурбоСфера» производства ООО «Турбоэнерджи»

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Следующим этапом перейдем непосредственно к расчёту мощности ДГА производимые по методике Мальханова [8].

Определим индивидуальную газовую постоянную R , кДж/кг·К, для газовой смеси природного газа:

$$R = \frac{R_0}{M_{см}} = \frac{8,314}{16,34 \cdot 10^{-3}} = 508,8 \left(\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} \right),$$

где $M_{см}$ – молекулярную массу газовой смеси, кг/кмоль; $M_{см}=16,34$ кг/кмоль;

R_0 – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К); $R = 8,314$ Дж/(моль·К).

Определим перепад энтальпии при адиабатическом процессе расширения газа, $N_{Ад}$, кДж/кг, в детандер–генераторе:

$$N_{Ад} = \frac{k}{k-1} \cdot R \cdot T \cdot \left(1 - \left(\frac{P_{Вых}}{P_{Вх}} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right) = \frac{1,23}{1,23-1} \cdot 508,8 \cdot 288 \cdot \left(1 - \left(\frac{1,2}{5,5} \right)^{\frac{1,23-1}{1,23}} \right) = 103,5 \left(\frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right),$$

где k – коэффициент адиабаты для ДГА «Турбосфера»; $k = 1,23$

R – индивидуальная газовая постоянная, Дж/кг·К; $R = 508,8$ Дж/(кг·К);

T – температура газа на входе в ДГА, К; 288 К;

$P_{Вх}$ – давление газа на входе в ДГА, МПа; $P_{Вх} = 5,5$ МПа;

$P_{Вых}$ – давление газа на выходе из ДГА, МПа; $P_{Вых} = 1,2$ МПа.

Определим массовый расход природного газа G , через ГРС, кг/с:

$$G = \frac{Q_k \cdot \rho}{3600} = \frac{20000 \cdot 0,73}{3600} = 4,05 \left(\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right),$$

где Q_k – расход газа по нитке редуцирования на с. Колпашево, м³/ч; $Q_k = 20000$ м³/ч;

$\rho_{см}$ – плотность газовой смеси, кг/м³; $\rho_{см} = 0,73$ кг/м³.

Определим номинальную располагаемую мощность ГРС «Урожай-20» $N_{ДГА}$, кВт, которая может быть получена при помощи ДГА «Турбосфера»:

$$N_{ДГА} = G \cdot N_{Ад} \cdot \eta = 4,05 \cdot 103,5 \cdot 0,73 = 304,5 \text{ (кВт·ч)},$$

где G – массовый расход природного газа, кг/с; $G = 4,05$ кг/с;

$N_{Ад}$ – плотность газовой смеси, кДж/кг; $N_{Ад} = 103,5$ кДж/кг;

η – общий КПД ДГА «Турбосфера», $\eta = 0,36$.

В результате расчета, при номинальном расходе природного газа (20 тыс. м³/ч) в направлении с. Колпашево, максимальная мощность, которая может быть получена при помощи ДГА «Турбосфера» составляет 304,5 кВт·ч.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Так как в реальных условия эксплуатации, потребления газа различно в зависимости от сезона, и практически никогда не достигает пропускной способности 20 000 м³/ч, то дальнейшие расчеты будем проводить конкретно с учётом условия динамики сезонности газопотребления (таблица 1).

Таблица 1. Пропускная способность ГРС типа «Урожай-20»

| Месяц | январь | февраль | март | апрель | май | июнь |
|---|--------|---------|----------|---------|--------|---------|
| Пропускная способность, Q_k , тыс. м ³ /ч | 14,225 | 11,669 | 9,329 | 9,596 | 8,419 | 4,533 |
| Месяц | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
| Пропускная способность, Q_k , тыс. м ³ /ч | 2,294 | 2,248 | 4,119 | 5,700 | 10,332 | 16,460 |

По данным пропускной способности ГРС «Урожай-20» в зависимости от сезона за 2017 год, была постоянная графическая зависимость количества вырабатываемой электроэнергии в час от сезона за 2017 год (рис.6).

Мы видим, что независимо от месяца газопотребления, количество вырабатываемой электроэнергии ДГА «Турбосфера» превышает нужды электроэнергии ГРС (красная линия), даже в летний период эксплуатации, когда расход газа минимален.

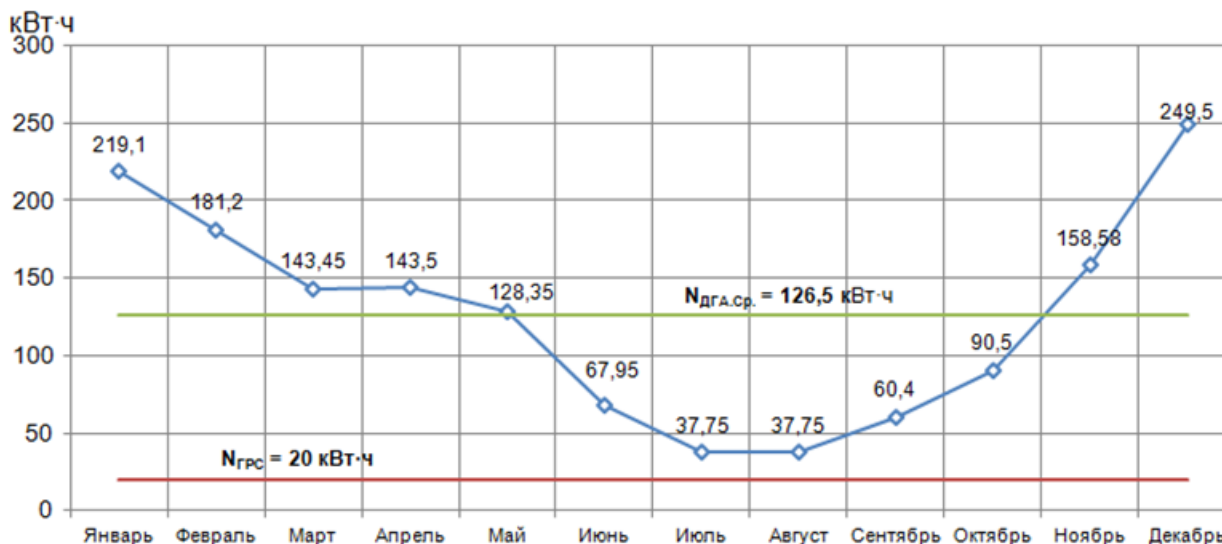


Рис. 4. Количество вырабатываемой электроэнергии ДГА «Турбосфера»

Можно сделать вывод о том что, ДГА «Турбосфера» может обеспечивать электроэнергией ГРС круглый год, а при больших расходах газа с сентября по май мы видим переизбыток, и появляется возможность обеспечить электроэнергией часть промышленной площадки этого же предприятия. Из этого следует что ДГА «Турбосфера» эффективна исходя из малого газопотребления.

Затраты на внедрение ДГА представлены в таблице 2. Основные затраты приходятся на сам агрегат, на материалы и оборудования, а также на сторонние работы проводимые заводом изготовителем.

Таблица 2. Сметная стоимость основных работ

| Наименование | Стоимость, руб |
|-------------------------------------|------------------|
| Контрагентные услуги | 1441000 |
| Затраты на материала и оборудование | 3420000 |
| Затраты на спецтехнику | 8374 |
| Средства на оплату труда | 29729 |
| Командировочные расходы | 19550 |
| Общая стоимость работ | 4 911 116 |

Исходя из количества вырабатываемой мощности ДГА и тарифа на электроэнергию в Томской области (2,28 руб./ кВт·ч) был произведен расчёт окупаемости данной технологии, который составляет 2-3 года (таблица 3).

Таблица 3. Оценка окупаемости технологии

| Параметр | Размерность | Величина |
|--|-------------|------------|
| Потребляемая мощность ГРС «Урожай-20» | кВт·ч | 20 |
| Годовая вырабатываемая мощность ДГА «ТурбоСфера» | кВт·ч в год | 875 232 |
| Годовая экономия электроэнергии при внедрении ДГА «Турбосфера» | руб. / год | 1 995 332 |
| Затраты на внедрение ДГА «Турбосфера» | руб. | 4 911 116 |
| Окупаемость | год | 2-3 |

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате исследования можно сделать следующие выводы:

- 1) на основании литературного обзора по применению детандер-генераторной технологии выбран детандер-генераторный агрегат «ТурбоСфера» для его использования на ГРС типа «Урожай-20»;
- 3) рассчитана максимальная мощность ДГА «ТурбоСфера» (304,5 кВт·ч);
- 4) показано, что сезонная вырабатываемая мощность ДГА составляет от 37,75 до 249,5 кВт·ч, что превышает необходимую норму электроэнергии для ГРС (20 кВт·ч) и её переизбыток допускается для рационального применения;
- 5) проведена оценка стоимости выполнения основных видов работ (4911,1 тыс. руб.). Срок окупаемости внедрения технологии не превышает 3-х лет.

БЛАГОДАРНОСТИ

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

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Данилов, А.А. Автоматизированные газораспределительные станции: Справочник / А.А. Данилов.- СПб.: ХИМИЗДАТ, 2004.– 544 с.
- [2] Исабекова, О.А. Газовая отрасль России: проблемы развития / О.А. Исабекова. // Журнал. Север и рынок: формирование экономического порядка.– 2008.–№2.–С. 170-172
- [3] Газовая отрасль России на современном уровне / И.В. Филимонова [и др.] // Журнал. Экологический вестник. – №9. – 2014. – С.4-9.
- [4] Россия в цифрах. 2017: Крат.стат.сб/Росстат-М., 2017 - 511 с.
- [5] Александров, А.А. Термодинамические основы циклов теплоэнергетических установок» / А.А. Александров.–М.: Изд-во МЭИ, 2004. — 159 с.
- [6] Гидро- и пневмотехнологии, энергетические системы, энергосбережение. ООО «ФлуитекСистемз» [Электронный ресурс].–URL: <http://fluitech.com.ua/ru/product/katalog-12/209.html> . (дата обращения 10.01.2018г.).
- [7] Инновационные энергосберегающие технологии и оборудование. ООО «Турбоэнерджи [Электронный ресурс].–URL: <http://ts.energy/turbogeneratornye-ustanovki-turbosfera>. (дата обращения 11.01.2018г.).
- [8] Мальханов О.В. Разработка технологических схем и методов расчётов энергосберегающих турбодетандерных установок: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.04 / Мальханов Олег Викторович . – Москва, 2009. – 24 с.

УДК 622.691.4

А. В. Ямкин¹, Н. В. Чухарева²

ОПЫТНЫЕ ИСПЫТАНИЯ СИСТЕМЫ ИНФРАЗВУКОВОГО МОНИТОРИНГА НА УЧАСТКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

¹ *ООО «Газпром трансгаз Томск», г. Томск, Россия*

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

Аннотация – Поддержание системы магистральных газопроводов в исправном состоянии и сокращение непроизводительных потерь транспортируемого газа – это актуальная задача, стоящая перед газотранспортными компаниями. В работе представлены результаты опытных испытаний стационарной системы инфразвукового мониторинга газопроводов на магистральном газопроводе. В ходе испытаний определены чувствительность и точность обнаружения утечек с использованием данной системы. Полученные данные могут послужить основанием для дальнейшей работы по внедрению данной системы в газотранспортных предприятиях в целях повышения экологической и промышленной безопасности магистральных газопроводов.

Ключевые слова – безопасность, магистральный газопровод, утечки, инфразвуковой мониторинг

I. ВВЕДЕНИЕ

Локализация и предотвращение утечек транспортируемого продукта в кратчайшие сроки остается одной из ключевых проблем организаций, деятельность которых связана с трубопроводным транспортом углеводородов. Особенно остро эта проблема стоит для магистрального транспорта углеводородов (УВ). Современные технологии позволяют транспортировать продукт при высоком давлении, поэтому при повреждении стенки трубы может произойти значительная утечка УВ даже за короткое время. Такие утечки приводят не только к финансовым потерям организаций, эксплуатирующих магистральные трубопроводы, но и опасны для населения, а также приносят вред окружающей природной среде. Несмотря на все более жесткие требования к качеству оборудования материалов и технологий, применяемых при ремонте и строительстве трубопроводов, а также совершенствованию качества их обслуживания и эксплуатации, актуальность оборудования линейной части трубопроводов надежными и точными системами для обнаружения утечек не снижается [1, 2].

В связи с этим на сегодня существуют большое количество систем обнаружения утечек и систем мониторинга трубопроводов. Однако эти методы имеют ряд существенных недостатков, в том числе недостаточная точность определения утечек, низкая чувствительность, необходимость установки сложного программного обеспечения, ложные срабатывания, необходимость обходов трассы линейными обходчиками [3]. Поэтому разработка системы мониторинга газопроводов, лишенной этих недостатков, является актуальной задачей.

В данной работе рассматриваются результаты опытных испытаний стационарного варианта инфразвуковой системы мониторинга трубопроводов (производитель не указывается) на магистральном газопроводе, которая применялась для обнаружения утечек. Аналог системы для нефтепроводов успешно эксплуатируется с 2001 года в ряде крупных

российских компаний, но до настоящего времени система инфразвукового мониторинга не применялась на газопроводах.

Исходя из изложенного выше, целью работы является подтверждение заявленных производителем инфразвуковой системы мониторинга трубопроводов (далее – ИСМТ) возможностей этой системы обнаруживать утечки природного газа на магистральных газопроводах.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) охарактеризовать существующие основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов;
- 2) представить основные характеристики и принцип действия системы инфразвукового мониторинга трубопроводов;
- 3) представить результаты опытных испытаний системы инфразвукового мониторинга на магистральном газопроводе.

II. ТЕОРИЯ

На сегодняшний день предлагается много методов и оборудования для локализации утечек. При этом существует три основных принципа работы предлагаемых методов: физические, расчетные и автоматические. Физические методы основаны на регистрации и аналитической обработке физических параметров процессов, происходящих в трубопроводе. Расчетные методы представляют собой создание математических моделей и статистических зависимостей, полученных на основе математической обработки численных параметров внутритрубных процессов. Автоматические методы основаны на применении тех или иных математических моделей исходя из результатов аналитической обработки данных телеметрии, поступающих от автоматизированных систем управления технологическими процессами [2-4].

В производственной деятельности организаций, эксплуатирующих магистральные трубопроводы (МТ) получили распространение следующие виды систем обнаружения утечек (СОУ):

- СОУ по волне давления – программно-аппаратный комплекс для обнаружения волны давления, возникающей в трубопроводе при образовании в нем утечки [5,6];
- параметрическая СОУ - программный комплекс, функционирующий совместно с системой диспетчерского контроля и управления (СДКУ) на основе использования, поступающих в СДКУ данных о параметрах работы трубопроводов [7];
- комбинированные СОУ – системы обнаружения утечек объединяющие в себе СОУ по волне давления и параметрическую СОУ [7, 8];

Также известны и применяются такие методы обнаружения утечек как метод сравнения скорости изменения расходов, метод линейного баланса, визуальное наблюдение трубы, использование диагностических устройств, акустический метод, лазерный газоаналитический метод, метод гидравлических испытаний (опрессовка), тепловой и акустико-эмиссионный метод [9, 10].

Все вышеперечисленные методы не лишены недостатков, в том числе таких как необходимость применения дополнительных методов диагностики, недостаточная точность определения утечек, низкая чувствительность, необходимость установки сложного

программного обеспечения, ложные срабатывания, необходимость обходов трассы линейными обходчиками [11-13].

В связи с этим в настоящее время существенно возрос интерес к эффективным решениям, позволяющим осуществлять удаленный мониторинг трубопроводов для транспортировки УВ.

Существуют следующие подходы к мониторингу трубопроводов:

– распределенные системы видеонаблюдения. Недостатки: существенная зависимость от метеоусловий, дороговизна инсталляции для проектов большого масштаба, дороговизна сопровождения (высокая стоимость владения);

– сети сейсмоакустических датчиков (сейсмокосы). Недостатки: эффективно только для малых масштабов, при повышении масштаба решения стоимость инсталляции и обслуживания растет нелинейно;

– беспилотные летательные аппараты. Недостатки: существенная зависимость от метеоусловий, дороговизна сопровождения (высокая стоимость владения).

Альтернативой упомянутым подходам является оптоволоконная система мониторинга МТ, которая считается наиболее точной, чувствительной и оперативной [4, 14]. Принцип работы этой системы основан на использовании высочайшей виброчувствительности потока инфракрасной энергии, закачанной в оптическое волокно (зарытое в грунт рядом с объектом мониторинга) полупроводниковым лазером малой мощности. Этот подход реализован в технологиях мониторинга МТ на основе применения волоконно-оптического сенсора. Недостатком этой системы является то, что она разработана для мониторинга состояния именно самого волокна. Измерение же состояния внешних объектов, в данном случае, является косвенным и зависит от большого числа факторов, которые необходимо учитывать при проектировании объективных систем мониторинга. Поэтому применяемые оптоволоконные системы мониторинга требуют укладки оптоволоконного кабеля в непосредственной близости от трубопровода [4], они уязвимы при авариях и работах на трубопроводе, имеют высокую стоимость, сопоставимую со стоимостью строительства линии цифровой связи. Данные системы предназначены для геотехнического мониторинга и имеют существенные ограничения при обнаружении утечек [4, 15, 16].

В связи с этим необходимы альтернативные системы мониторинга трубопроводов и обнаружения утечек, которые не имели бы недостатков вышеперечисленных систем, и не уступали бы им в части функциональных характеристик. Поэтому разработка представляемой в данной работе системы мониторинга газопроводов, позволяющей обнаруживать утечки с выводом на автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера информации об их местоположении является актуальной задачей.

По принципу построения ИСМТ относится к классу «распределенных систем». В отличие от других систем мониторинга, ИСМТ регистрирует инфразвуковой сигнал, распространяющийся по трубопроводу на гораздо большие расстояния от места его зарождения, чем акустические волны. Благодаря низкому затуханию полезного сигнала, регистрирующие элементы ИСМТ – инфразвуковые антенны могут быть установлены на расстоянии 30 км друг от друга и более.

Для сбора данных с антенн, предварительной обработки и передачи информации на верхний уровень системы, используются контроллеры с большой вычислительной мощностью.

Информация об инфразвуковых колебаниях, собранная с антенн, передается по каналу связи на высокопроизводительный сервер обработки данных.

Архитектура построения ИСМТ с использованием принципов централизованного хранения и обработки информации позволяет использовать богатый набор мощных алгоритмов, как для подавления шумов и получения предельно высокой чувствительности системы, так и для расширения функциональных возможностей системы.

Для проведения опытных испытаний оборудование ИСМТ было установлено на линейной части газопровода и включало в себя следующие компоненты:

- инфразвуковая антенна или модуль регистрации и передачи данных (МПП);
- модуль сбора и обработки данных или контроллер (МОПС);
- сервер;
- компьютеры контроля-управления;
- программное обеспечение;
- канал связи (9600 бит/сек) (GSM, радиоканал, телефонная линия, оптоволоконная линия). Интерфейсы связи: Ethernet, USB, RS232, RS485.

В каждой точке на трубопровод был установлен один контроллер МОПС и два датчика МПП в соответствии с проектной документацией. Инфразвуковые колебания, распространяющиеся в газопроводе, регистрировались датчиками, передавались в контроллеры и далее по GSM- каналу связи в сервер, расположенный в диспетчерской газотранспортного предприятия (далее – Предприятие). Результаты мониторинга технического состояния газопровода после обработки инфразвуковых колебаний передавались на АРМ как диспетчера Администрации, так и диспетчера филиала Предприятия.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В ходе опытных испытаний проверялось обнаружение утечек ИСМТ при утечках через отверстия и через микротрещины.

Для проверки утечки через отверстие выполнено 12 сбросов природного газа по специально разработанной схеме. Время сброса составляло не более 10 с. Время обнаружения утечки определялось как разность времен между временем, записанным в журнале срабатывания в АРМ и фактическим временем начала сброса газа. Все сбросы были обнаружены и отображены как события «Утечка» на АРМ диспетчеров Предприятия через 2-3 минуты после начала сброса. Результаты испытаний представлены в таблице 1. Итоговая координата отбора принималась как среднее значение. Из таблицы 1 видно, что предел чувствительности по интенсивности утечки составил 253 н.м³/час, точность локализации не более 6 м. Испытания выполнены при давлении в газопроводе 28 атм, расходе 338000 н.м³/час.

Места формирования утечек отображались в линейных и географических координатах на АРМ диспетчеров Предприятия.

Таблица 1. Результаты испытаний функции «обнаружение утечек» - отверстие

| № | Расход газа через отверстие при утечке | Величина расхода газа через отверстие утечки относительно расхода газа в газопроводе | Погрешность обнаружения утечки * |
|---|--|--|----------------------------------|
| | н.м ³ /час | % | м |
| Утечки с высокой интенсивностью | | | |
| 1 | 3956 | 1,2 | 5 |
| Утечки со средней интенсивностью | | | |
| 2 | 1329 | 0,4 | 5 |
| Утечки с низкой интенсивностью | | | |
| 3 | 696 | 0,2 | 6 |
| 4 | 253 | 0,1 | 6 |
| Примечание (*) – погрешность обнаружения утечки – это отклонение ее координаты от среднего значения; погрешность приведена для каждой интенсивности | | | |

Для проверки утечки через трещину для испытаний выполнено 12 сбросов газа по специально разработанной схеме. Время сброса составляло не более 10 с. Время обнаружения утечки определялось как разность времен между временем, записанным в журнале срабатывания в АРМ и фактическим временем начала сброса газа. Все сбросы обнаруживались ИСМТ и отображались как события «Утечка» на АРМ диспетчера через 2-3 минуты. Результаты испытаний представлены в таблице 2. Предел чувствительности по интенсивности утечки составил 253 н.м³. Точность локализации места утечки составляла не более 5 м. Испытания выполнены при давлении в газопроводе 28 атм, расходе газа через газопровод 338000 н.м³/час. Координаты места утечки отображались в линейных и географических координатах на АРМ диспетчеров Предприятия.

Таблица 2 - Результаты испытаний функции «Обнаружение утечек» - трещина

| Расход газа через отверстие при утечке | Величина расхода газа через отверстие утечки относительно расхода газа в газопроводе | Погрешность обнаружения утечки * |
|---|--|----------------------------------|
| н.м ³ /час | % | м |
| Утечки с высокой интенсивностью | | |
| 3956 | 1,2 | 5 |
| Утечки со средней интенсивностью | | |
| 1329 | 0,4 | 4 |
| Утечки с низкой интенсивностью | | |
| 696 | 0,2 | 5 |
| 253 | 0,1 | 5 |
| Примечание (*) – погрешность обнаружения утечки это отклонение ее координаты от среднего значения; погрешность приведена для каждой интенсивности | | |

III. ОБСУЖДЕНИЕ

Полученные результаты указывают на то, что ИСМТ позволяет регистрировать утечки, в том числе с предельно низкой интенсивностью, составляющие 0,1% от расхода газа в газопроводе, с точностью до 6 м. Это более высокие чувствительность и точность по сравнению с известными аналогами.

Так, например, есть данные, что чувствительность комбинированной СОУ (производитель не указывается), объединяющий в себе СОУ по волне давления и параметрическую СОУ в 14 раз ниже и составляет 1,4 % от расхода в трубопроводе. При этом точность определения местоположения утечки составляет 400 м, время обнаружения утечек составляет до 6 минут. Чувствительность системы, основанной на регистрации изменения давления (производитель не указывается) в 10 раз ниже и составляет 1 % от расхода в трубопроводе. При этом точность определения местоположения утечки составляет до 50 м, а время обнаружения утечек составляет до 1 минуты. Наиболее близкой по чувствительности является акустическая система (производитель не указывается) чувствительность которой составляет 0,25 % от расхода в трубопроводе. При этом у акустической системы время обнаружения утечек составляет до 5 минут и в литературе не обнаружено данных по точности локализации утечек. Следует отметить, что данные системы применяются для нефтепроводов. Требуемая точность для определения утечек на газопроводах с использованием волоконно-оптической системы составляет 10 м [4]. Данных по времени определения утечки и по чувствительности для волоконно-оптических систем применяемых на газопроводах в литературе не найдено.

Исходя из полученных результатов можно предположить, что ИСМТ является перспективной системой, позволяющей с высокой чувствительностью фиксировать появление утечки и с необходимой точностью определять ее местоположение.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе опытных испытаний установлено, что система инфразвукового мониторинга на магистральном газопроводе обеспечивает обнаружение утечек с выводом информации на АРМы диспетчеров производственно-диспетчерской службы филиала газотранспортного предприятия и администрации этого предприятия. При этом предел чувствительности по интенсивности утечки, точность локализации утечки и время обнаружения утечки соответствуют требованиям нормативной документации и сопоставимы или лучше аналогов. В связи с этим использование такой системы соответствует принципу централизованного управления техногенными рисками эксплуатации газотранспортной системы, а также способствует поддержанию высокого уровня экологической и промышленной безопасности в газотранспортном предприятии.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, М., 2015. – С. 144-152.
- [2] Медведев, С.С. Ликвидация аварийных разливов нефти при авариях на подводных переходах нефтепроводов/ С.С. Медведев, Н.В. Лебедев, А.С. Ермолаев // Газовая промышленность.–2005.- № 2.–С. 79-81.
- [3] Бабков, А.В. Системы обнаружения утечек жидкости на магистральных нефтепроводах / А.В. Бабков, В.Е. Попадько. – М: ИРЦ Газпром, 2002. – 41 с.
- [4] Временные технические требования к элементам систем мониторинга геотехнического состояния магистральных трубопроводов на базе волоконно-оптических сенсоров. Утверждены начальником Департамента 308 ОАО «Газпром» - ОАО «Газпром, 2014. – 14 с.
- [5] Булатов А.Ф. Повышение эффективности автоматизированной системы обнаружения утечек из нефтепродуктопроводов на основе интеллектуальных технологий: дис... канд. техн. наук : 05.13.06: / Булатов Артур Фларитович. – Уфа, 2015. – 235 с.

- [6] Эксплуатация магистральных нефтепроводов: Учебное пособие. 2-ое изд. /Под ред. Ю. Д. Земенкова – ТюмГНГУ, 2001. – 623 с.
- [7] Хасенова, Д.Ф. Анализ методов обнаружения утечек, применяемых в параметрических СОУ/ Д.Ф. Хасенова, В.Г. Крец // VII всероссийская научно-техническая конференция «Молодежь и наука». – 2012. – С. 3.
- [8] Трубопроводный транспорт нефти: Учеб. для вузов: В 2 т. / Под ред. С.М. Вайнштока. – М., 2004.–Т.2–621 с.
- [9] Богданов Е.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. Пособие для вузов / Е.А. Богданов. – М.: Высш. шк., 2006. – 279 с.
- [10] ОР-23.040.00-КТН-361-09. Порядок обследования трассы магистрального нефтепровода при возникновении нештатных ситуаций ОАО «АК «Транснефть» – М., 2009 – 9 с.
- [11] Including false positives boosts PLDS performance efficiencies/ Carpenter, Philip S;Morgan, Henrie;Nicholas, Ed // Oil & Gas Journal. – USA, 2006.– P. 56-59.
- [12] Лаптева Т.И. Обнаружение утечек при неустановившемся течении в трубопровода / Т.И. Лаптева, Т.Н. Мансуров // Нефтегазовое дело. – 2006. - № 2. – С. 1-15.
- [13] РД 13-32000-КНТ-544-06 Системы обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах: утв. ОАО АК «Транснефть» 02.06.11 : введ. в действие с 08.06.11.
- [14] G. Geiger. State of the art in leak detection and localization/Pipeline Technology Conference/–Germany,2006–25с.
- [15] Опыт ОАО «Нефтеавтоматика» в разработке и внедрении систем обнаружения утечек в трубопроводах / Э.И. Глушков [и др.]. – М., 2011. – 4 с.
- [16] Bulk modulus [Электронный ресурс]. –URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Bulk_modulus , свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. Дата обращения: 04.09.2018 г.

УДК 622.691.4 : 332.812

Д. А. Бокарев

ГАЗИФИКАЦИЯ ЖИЛИЩНОГО ФОНДА ОМСКОЙ ОБЛАСТИ И ЦЕЛЕСООБРАЗНЫЙ ПУТЬ ЕЕ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ

*Министерство строительства и жилищно-коммунального комплекса Омской области,
г. Омск, Россия*

Аннотация – Бесперебойное снабжение населения газом является актуальной задачей нашего региона. При этом возникает ряд взаимосвязанных технико-экономических задач. В данной работе на основе фактического материала выявлено противоречие и сформулирована проблема в области распределения газа и осуществления газификации жилищного фонда Омской области. Показано, что наиболее целесообразным путем дальнейшего развития газификации жилищного фонда Омской области является поэтапный перевод жилищного фонда в городских округах и поселениях с сжиженного углеводородного газа на альтернативный более дешевый и безопасный источник энергоснабжения – природный газ.

Ключевые слова – природный газ, жилищный фонд, Омская область

I. ВВЕДЕНИЕ

Омская область занимает лидирующее место в Сибирском Федеральном округе по уровню газификации жилищного фонда природным и сжиженным углеводородным газами (СУГ). Однако, выполненные исследования показали, что при росте уровня газификации жилищного фонда Омской области природным газом снижается уровень газификации СУГ.

Вполне очевидно, что намеченный результат – гарантированное и бесперебойное газоснабжение населения Омской области целесообразно достичь путем обоснованного, целенаправленного и поэтапного перевода жилищного фонда на более дешевый источник

энергоснабжения – природный газ при условии использования существующих сетей газопотребления сжиженного газа.

Таким образом, целью данной работы является поиск оптимального направления газификации жилищного фонда Омской области с учётом наиболее эффективного использования существующей системы газоснабжения населения с поэтапным сокращением доли СУГ и увеличением доли природного газа – более дешёвого источника энергоснабжения.

Поставленная в работе цель исследования предопределила необходимость решения следующих задач:

- поиск оптимального направления развития существующей системы газоснабжения с учётом существующих объективных тенденций и достигнутых результатов;
- обосновать целесообразность поэтапного перевода жилищного фонда на альтернативный источник энергоснабжения – природный газ при условии использования существующих сетей газопотребления СУГ.

II. ТЕОРИЯ

Выполненные в 2015, 2016 и 2017 гг. исследования в области газификации жилищно-коммунального хозяйства Омской области показали наличие следующего противоречия – при тенденции к росту уровня газификации жилищного фонда Омской области природным газом снижается уровень газификации СУГ (рис. 1).

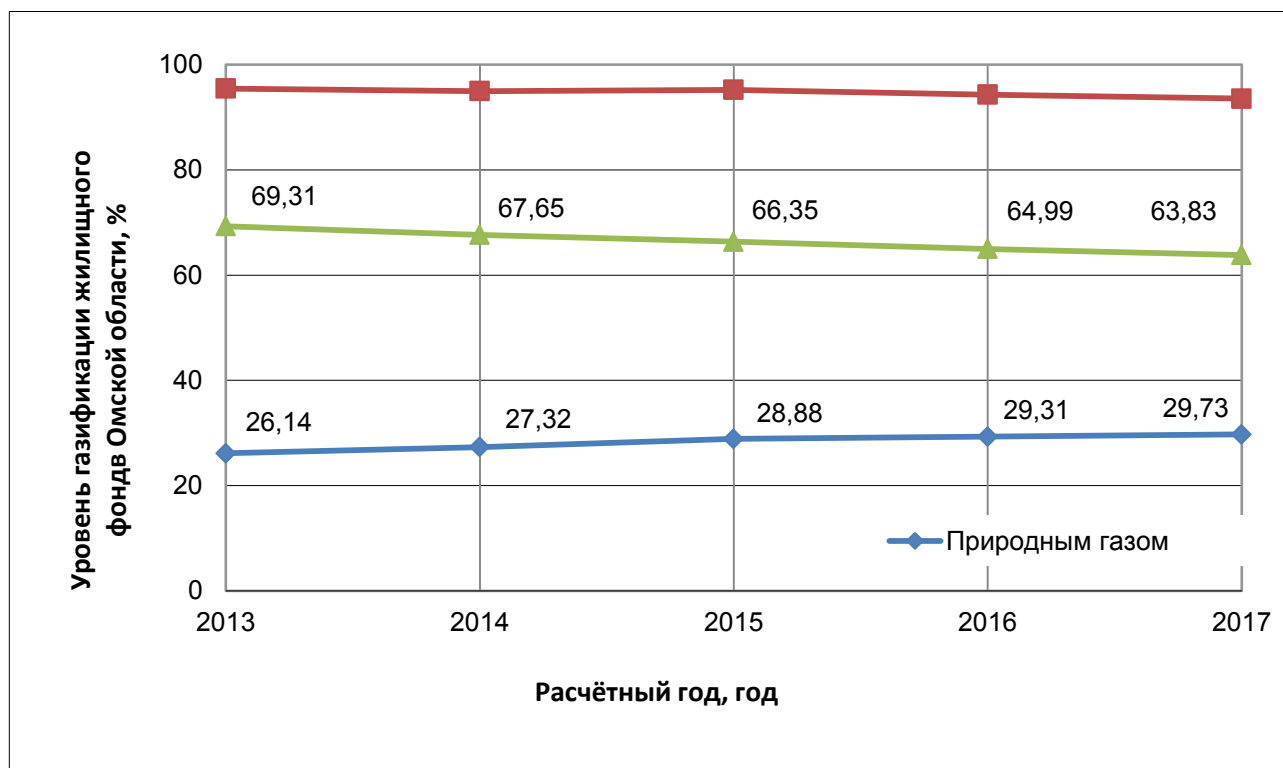


Рис. 1. Уровень газификации жилищного фонда Омской области

При этом установлено, что ежегодное снижение объема потребления населением СУГ вызвано следующими факторами [2]:

- ростом оптовых и розничных цен на сжиженный газ;
- изменением системы доставки и реализации сжиженного газа населению;
- развитием газификации жилищного фонда более дешевым природным газом.

Данное противоречие вытекает в следующее. С одной стороны при переводе жилищного фонда на природный газ, в том числе за счёт бюджетных средств, потребитель получает снижение расходов на жилищно-коммунальные услуги. А с другой стороны у газовых компаний, реализующих СУГ, появляются «выпадающие доходы», которые согласно тарифному законодательству подлежат компенсации за счёт бюджетных средств и (или) за счёт увеличения тарифа на реализацию СУГ в последующих периодах регулирования. Это в свою очередь может привести к увеличению бюджетных расходов и (или) расходов населения на жилищно-коммунальные услуги по приобретению СУГ, а следовательно и социальному напряжению.

Разрешение сложной и многогранной проблемы по газификации жилищно-коммунального фонда Омской области во многом зависит от эффективности управления процессом перевода жилищного фонда на природный газ. Важнейшие ее положения разработаны и научно обоснованы в работах Комина Г.П., Прошутинский А.О. и многих других [3, 4, 5].

Высоко оценивая полученные в вышеназванных работах результаты, необходимо отметить, что в них не достаточно полно рассматриваются мероприятия по использованию существующих сетей газораспределения СУГ под природный газ.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

По итогам 2015, 2016 и 2017 гг. жилищный фонд Омской области насчитывал 834,4 тыс. квартир. Из общего количества квартир в городской местности находилось 613,9 тыс. квартир, в сельской местности – 220,5 тыс. квартир. Жилищный фонд г. Омска насчитывал 505,0 тыс. квартир [6].

В городской местности Омской области, в которой сосредоточено 71,8 % всего жилищного фонда, сжиженный углеводородный газ для коммунально-бытовых нужд населения используется в 415,1 тыс. квартирах, что составляет 67,6 % жилищного фонда городской местности, газифицированного сжиженным газом еще в советский период. Объем потребления сжиженного газа для коммунально-бытовых нужд в Омской области ежегодно снижается, что обусловлено существенным ростом оптовых и розничных цен на сжиженный газ, организационными изменениями в системе доставки и реализации сжиженного газа населению, развитием газификации жилищного фонда более дешевым природным газом. Следовательно, дальнейший рост газификации жилищного фонда населения Омской области при условии гарантированного и бесперебойного газоснабжения возможен за счет поэтапного его перевода на более дешевый источник энергоснабжения. При этом эффект от мероприятий по переводу жилищного фонда с СУГ на природный газ будет наиболее выражен в городской местности.

Такой взгляд подтверждается следующим. Мероприятия по переводу жилищного фонда с СУГ на природный газ влияют на качественную сторону предоставления услуг газоснабжения. Услуги газоснабжения населения СУГ значительно превышают аналогичные услуги при использовании природного газа. Согласно утвержденным тарифам, цена 1 м³ СУГ

для приготовления пищи определена в размере 93,50 руб./куб.м³. Цена природного газа, реализуемого населению города Омска и Омской области на аналогичные цели, утверждена в размере 7,86 руб./м³. В соответствии с нормативами потребления коммунальной услуги по газоснабжению, утвержденными приказом Региональной энергетической комиссии Омской области от 30 декабря 2014 года № 673/79, в многоквартирных и жилых домах, оборудованных газовой плитой, при газоснабжении СУГ расходуется 6,94 кг на 1 человека в месяц. Согласно приложению А к Методике учета расхода сжиженного газа индивидуальными потребителями (РД 153-39.4-081-01), утвержденной приказом Минэнерго России от 21 декабря 2001 года № 357, средняя плотность паровой фазы СУГ при стандартных условиях в зависимости от компонентного состава СУГ составляет 2,2 кг/м³, следовательно 6,94 кг СУГ соответствует примерно 3 м³ СУГ. При использовании природного газа, в соответствии с указанной Методикой, на аналогичные цели расходуется 13,06 м³ природного газа на 1 человека в месяц (таблица 1).

Следует также отметить, что основной объем оптовых поставок сжиженного газа для коммунально-бытовых нужд населения города Омска обеспечивается ПАО «Газпром нефть», объем и марка поставляемого сжиженного газа определяется исходя из особенностей технологического процесса производства сжиженных газов ежемесячно.

ГОСТ Р 52087-2003 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия», введенный в действие постановлением Госстандарта России от 30 июня 2003 года № 216-ст, регламентирует применение марок сжиженного газа для различных климатических районов в определенные периоды года. В частности, для умеренных районов, к которым относится Омская область, при поставках газа для коммунально-бытового потребления с использованием групповых установок без испарителей рекомендовано:

- в летний период (с апреля по сентябрь) применение газа марок СПБТ, ПБТ;
- в зимний период (с октября по март) применение газа марок ПТ, с содержанием пропана не менее 75%.

Таблица 1. Стоимость услуг газоснабжения при использовании СУГ и природного газа

| Наименование газа | Цена, руб./ м ³ | Норматив потребления коммунальной услуги на 1 человека в месяц, м ³ | Стоимость на 1 чел. в месяц, руб. |
|-------------------|----------------------------|--|-----------------------------------|
| Природный газ | 7,86 | 13,06 | 102,65 |
| СУГ | 93,50 | 3,00 | 280,50 |

Учитывая указанные ограничения, накладываемые ГОСТ Р 52087-2003, целесообразно закрепление нефтегазовыми компаниями объемов поставок сжиженных газов, распределяемых для обеспечения коммунально-бытовых нужд населения, в течение календарного года в ежемесячной разбивке с привязкой к конкретным маркам газа.

Однако технологический процесс производства сжиженных газов не позволяет нефтегазовым компаниям гарантировать объем их реализации на долгосрочную перспективу (календарный год).

Так же, в городе Омске отсутствует техническая возможность хранения больших объемов сжиженного газа, поэтому в случае неравномерной поставки нефтегазовыми компаниями сжиженного газа не гарантируется надежное и бесперебойное снабжение сжиженным газом потребителей.

Таким образом, для обеспечения надежного и бесперебойного газоснабжения населения целесообразно рассмотреть вопрос о поэтапном переводе жилищного фонда, прежде всего в городской местности, на альтернативный источник энергоснабжения – природный газ. При этом, затраты на перевод жилищного фонда со сжиженного на природный газ возможно снизить путем использования существующих сетей газопотребления жилых зданий.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

С целью обеспечения комплексного подхода, вопрос по переводу жилищного фонда со сжиженного на природный газ может быть решен в составе инвестиционных программ газификации организаций, муниципальных программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры городских округов и поселений, региональной программы газификации, а также за счет средств, полученных в составе платы за подключение объектов капитального строительства к сетям газораспределения.

В выполнении данных мероприятий могут быть заинтересованы:

– газораспределительные организации и поставщик природного газа – ПАО «Газпром» (увеличение объемов транспортировки и потребления природного газа, увеличение выручки организации от его транспортировки и реализации).

– население, собственники квартир в городской местности, потребители сжиженного газа (снижение затрат на услуги газоснабжения за счет более низкой цены природного газа, обеспечение гарантированного и бесперебойного газоснабжения природным газом по единой сети газоснабжения в сравнении с доставкой сжиженного газа автотранспортом и в железнодорожных цистернах);

– органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в части сдерживания роста тарифов на коммунальные услуги газоснабжения (в случае изменения нефтегазовыми компаниями регулируемой оптовой цены, предусмотренной в договорах оптовой поставки сжиженного газа, на более высокую коммерческую цену, возникнет рост розничных цен для населения, который органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации обязаны ограничивать в соответствии с федеральным законодательством);

– органы местного самоуправления городских поселений, городских округов (обеспечение бесперебойного газоснабжения населения, так как в соответствии с Федеральным законом «О газоснабжении в Российской Федерации» организация газоснабжения населения является полномочием органов местного самоуправления городских поселений, городских округов).

Принимая во внимание изложенное, мероприятия по переводу жилищного фонда со сжиженного на природный газ могут быть осуществлены в случае заинтересованного сотрудничества перечисленных субъектов и, безусловно, будут способствовать развитию газификации жилищно-коммунального хозяйства, а также обеспечению гарантированного и бесперебойного газоснабжения населения Омской области.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, установленное в ходе выполненного исследования противоречие и сформулированная проблема в области газификации жилищного фонда Омской области свидетельствуют:

- 1) о возрастании потребности населения к газификации при условии снижения потребления населением сжиженного углеводородного газа в основном из-за роста цен;
- 2) о необходимости поиска путей и разработки механизмов по дальнейшему развитию газификации жилого фонда Омской области;
- 3) о том, что приоритетным путем дальнейшего развития газификации жилого фонда Омской области является поэтапный перевод жилищного фонда, прежде всего в городской местности, на альтернативный источник энергоснабжения – природный газ при условии использования существующих сетей газопотребления жилых зданий.

Выбранный путь дальнейшего развития газификации жилого фонда Омской области предполагает разработку комплексного подхода (программы) по переводу жилищного фонда со сжиженного на природный газ. Эти и другие положения по газификации жилого фонда станут предметом дальнейшего исследования автора и обсуждения в последующих работах.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель к.э.н., профессор кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» Квасов Игорь Николаевич.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Энергетический бюллетень № 34, март 2016, Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации.
- [2] Концепция развития рынка сжиженного газа для бытовых нужд: одобрена распоряжением Правительства РФ от 03.07.2003 № 908-р, источник публикации «Собрание законодательства РФ», 14.07.2003, № 28, ст. 2944, «Российская бизнес-газета», № 27, 15.07.2003 (начало), «Российская бизнес-газета», № 28, 22.07.2003 (окончание), начало действия документа - 03.07.2003.
- [3] Ионин, А. А. Газоснабжение: Учебник для вузов: 4-е изд., перераб. и доп. / А. А. Ионин. – М.: Стройиздат, 1989. – 439 с.
- [4] Комина, Г.П. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: учебное пособие / Г.П. Комина, А.О. Прошутинский. – СПб.: СПбГАСУ, 2010. – 148 с.
- [5] Пешехонов Н.И. Проектирование газоснабжения. – Киев: Будивильник, 1970г. – 148 с.
- [6] Статистический сборник, шифр 135 «Жилищный фонд Омской области», Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Омской области, Омск 2016.

УДК 665.612

Д. А. Ожерельев¹, В. В. Шалай²

ВОВЛЕЧЕНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПОДГОТОВКИ ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ

¹ *Инженерно-технический центр ООО «Газпром добыча Ноябрьск», г. Ноябрьск, Россия*

² *Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия*

Аннотация – Актуальность данной работы обусловлена повышением требования государственных нормативных актов, направленных на повышение ресурсосберегающих технологий в сфере добычи, транспортировки и хранении энергоносителей. В работе описывается методика определения количества попутного нефтяного газа, вовлекаемого в процесс подготовки товарной продукции на промысле, и требования к техническим условиям на его прием. Для расчёта фазовых переходов, построения крикondenдерм и крикondenбар используется программный продукт HYSYS. Разработанная методика позволяет учитывать капитальные затраты и эксплуатационные издержки при приёме подготовленной продукции в газотранспортную систему.

Ключевые слова – попутный нефтяной газ, температура точки росы, фазовая диаграмма

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время политика нашего государства в сфере добычи нефти и газа направлена на повышение доли ресурсосберегающих технологий. Одним из направлений ресурсосбережения является рациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ). ПНГ может быть использован для получения электроэнергии или на отопительные нужды, однако на уже освоенных месторождениях экономический эффект может быть получен за счёт вовлечения ПНГ в процесс подготовки товарной продукции и, таким образом, повысить объём товарного газа, поступающего в газотранспортную систему, в следствии чего тема данной работы весьма актуальна.

Целью данной работы является разработка методики планирования объёмов попутного нефтяного газа (ПНГ), вовлекаемых в процесс подготовки товарной продукции на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) без ухудшения товарных свойств конечной продукции и последующей подачей в магистральный газопровод (МГ).

Достижению поставленной цели способствует решение следующих задач:

- разработка методики расчёта количества ПНГ, направляемого на УКПГ;
- разработка требований к техническим условиям на приём ПНГ.

II. ТЕОРИЯ

Требования по приёму газа в МГ от сторонних компаний диктуется технологическими возможностями действующих УКПГ и производится в соответствии с действующими нормативными документами ПАО «Газпром» [1].

Одним из важнейших показателей, характеризующих склонность природного газа к образованию газовых гидратов, является температура точки росы. При этом для природного газа (ПГ) сеноманских отложений, например, осушка обеспечивается абсорбентами

диэтиленгликолем (ДЭГ) или триэтиленгликолем (ТЭГ), аналогичный процесс может быть применён и при подготовке ПНГ.

Важной частью методики является определение ограничений по количеству принимаемого неотбензиненного и отбензиненного ПНГ. Объем ПГ и ПНГ принимаемых на УКПГ, определяется на основе расчета фазовых переходов их смесей с выполнением требований СТО Газпром 089-2010 [1]. Для смешанного потока газа согласно [1] предъявляются требования по температуре точки росы по углеводородам (ТТРув) в диапазоне абсолютных давлений газа 0,5–7,0 МПа. В данной работе фазовые переходы учитываются при помощи совмещённой фазовой диаграммы ПГ и ПНГ, общий вид которой представлен на рис.1.

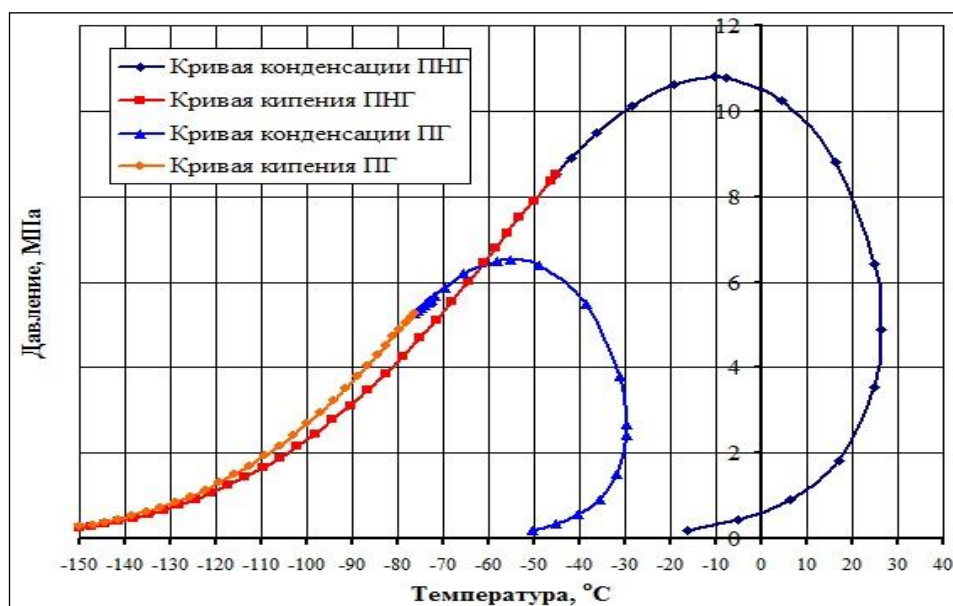


Рис. 1. Фазовые диаграммы двух газов

При этом кривая конденсации представляет собой зависимость температур точек росы по углеводородам (ТТРув) от давления. Кривые соединяются в точке критического состояния. Максимальная температура и максимальное давление на кривой конденсации представляют собой крикондентерму и криконденбару соответственно. Часть диаграммы, ограниченная кривой и осью абсцисс, представляет собой область существования газожидкостной смеси. Из рис. 1 видно, что максимальное значение ТТРув (крикондентерм) составляет: для ПНГ – плюс 27 °С при 4,9 МПа; для ПГ – минус 30 °С при 2,5 МПа.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Расчеты фазовых диаграмм проводятся в программной системе HYSYS с помощью утилиты «Фазовая диаграмма (Envelope)», реализующей расширенную модификацию уравнения состояния Пенга-Робинсона. Исходными данными для расчёта служат определяемые хроматографическим анализом в соответствии с [2] молярные концентрации компонентов ПГ и ПНГ. Стандартные условия задаются в соответствии с [3]. Фазовая диаграмма смеси ПГ и ПНГ рассчитывается при их различном соотношении, формирующем поток. При дальнейших расчетах используются кривые конденсации фазовых диаграмм.

Компонентные составы смесей ПГ и ПНГ, используемые при расчете представлены в таблице 1.

Таблица 1. Компонентные составы смеси газов ПГ и ПНГ при различном соотношении

| Компоненты | ПГ | ПНГ-2 | Содержание ПНГ в смеси с ПГ, % | | | | | |
|------------------------------|--------|--------|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | | 0,00 | 1,53 | 3,01 | 4,45 | 5,85 | 7,21 |
| Содержание, % мольн. | | | | | | | | |
| Метан | 97,290 | 84,830 | 97,290 | 97,099 | 96,915 | 96,735 | 96,561 | 96,392 |
| Этан | 0,900 | 6,874 | 0,900 | 0,991 | 1,080 | 1,166 | 1,249 | 1,330 |
| Пропан | 0,411 | 3,439 | 0,411 | 0,457 | 0,502 | 0,546 | 0,588 | 0,629 |
| i-Бутан | 0,127 | 1,250 | 0,127 | 0,144 | 0,161 | 0,177 | 0,193 | 0,208 |
| n-Бутан | 0,115 | 1,112 | 0,115 | 0,130 | 0,145 | 0,159 | 0,173 | 0,187 |
| i-Пентан | 0,042 | 0,503 | 0,042 | 0,049 | 0,056 | 0,063 | 0,069 | 0,075 |
| n-Пентан | 0,024 | 0,295 | 0,024 | 0,028 | 0,032 | 0,036 | 0,040 | 0,044 |
| Гексаны | 0,036 | 0,293 | 0,036 | 0,040 | 0,044 | 0,047 | 0,051 | 0,055 |
| Гептаны | 0,005 | 0,075 | 0,005 | 0,006 | 0,007 | 0,008 | 0,009 | 0,010 |
| Октаны | 0,001 | 0,023 | 0,001 | 0,001 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,003 |
| Азот и др. неугл. | 0,965 | 0,711 | 0,965 | 0,961 | 0,957 | 0,954 | 0,950 | 0,947 |
| Диоксид углерода | 0,084 | 0,595 | 0,084 | 0,092 | 0,099 | 0,107 | 0,114 | 0,121 |
| Молярная масса, кг/кмоль | 16,59 | 19,96 | 16,59 | 16,64 | 16,69 | 16,74 | 16,79 | 16,84 |
| Плотность, кг/м ³ | 0,690 | 0,830 | 0,690 | 0,692 | 0,694 | 0,696 | 0,698 | 0,700 |

Продолжение таблицы 1.

| Компоненты | Содержание ПНГ в смеси с ПГ, % | | | | | | | |
|------------------------------|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 8,52 | 9,81 | 11,05 | 12,26 | 13,44 | 14,59 | 15,71 | 16,80 |
| Содержание, % мольн. | | | | | | | | |
| Метан | 96,228 | 96,068 | 95,913 | 95,762 | 95,615 | 95,472 | 95,333 | 95,197 |
| Этан | 1,409 | 1,486 | 1,560 | 1,633 | 1,703 | 1,772 | 1,838 | 1,904 |
| Пропан | 0,669 | 0,708 | 0,746 | 0,782 | 0,818 | 0,853 | 0,887 | 0,920 |
| i-Бутан | 0,223 | 0,237 | 0,251 | 0,265 | 0,278 | 0,291 | 0,303 | 0,316 |
| n-Бутан | 0,200 | 0,213 | 0,225 | 0,237 | 0,249 | 0,260 | 0,272 | 0,282 |
| i-Пентан | 0,081 | 0,087 | 0,093 | 0,099 | 0,104 | 0,109 | 0,114 | 0,119 |
| n-Пентан | 0,047 | 0,051 | 0,054 | 0,057 | 0,060 | 0,064 | 0,067 | 0,070 |
| Гексаны | 0,058 | 0,061 | 0,064 | 0,068 | 0,071 | 0,073 | 0,076 | 0,079 |
| Гептаны | 0,011 | 0,012 | 0,013 | 0,014 | 0,014 | 0,015 | 0,016 | 0,017 |
| Октаны | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,005 |
| Азот и др. неугл. | 0,943 | 0,940 | 0,937 | 0,934 | 0,931 | 0,928 | 0,925 | 0,922 |
| Диоксид углерода | 0,128 | 0,134 | 0,140 | 0,147 | 0,153 | 0,159 | 0,164 | 0,170 |
| Молярная масса, кг/кмоль | 16,88 | 16,92 | 16,96 | 17,01 | 17,05 | 17,08 | 17,12 | 17,16 |
| Плотность, кг/м ³ | 0,702 | 0,703 | 0,705 | 0,707 | 0,709 | 0,710 | 0,712 | 0,713 |

Кривые конденсации (кривые ТТрув) фазовых диаграмм смесей газов ПГ и ПНГ показаны на рис. 2.

Зависимость крикондентерм от содержания ПНГ в смеси с ПГ представлена на рис. 3. По данной зависимости можно оценить предельное содержание ПНГ в смеси с ПГ при выполнении требований [1] по температуре точки росы по углеводородам.

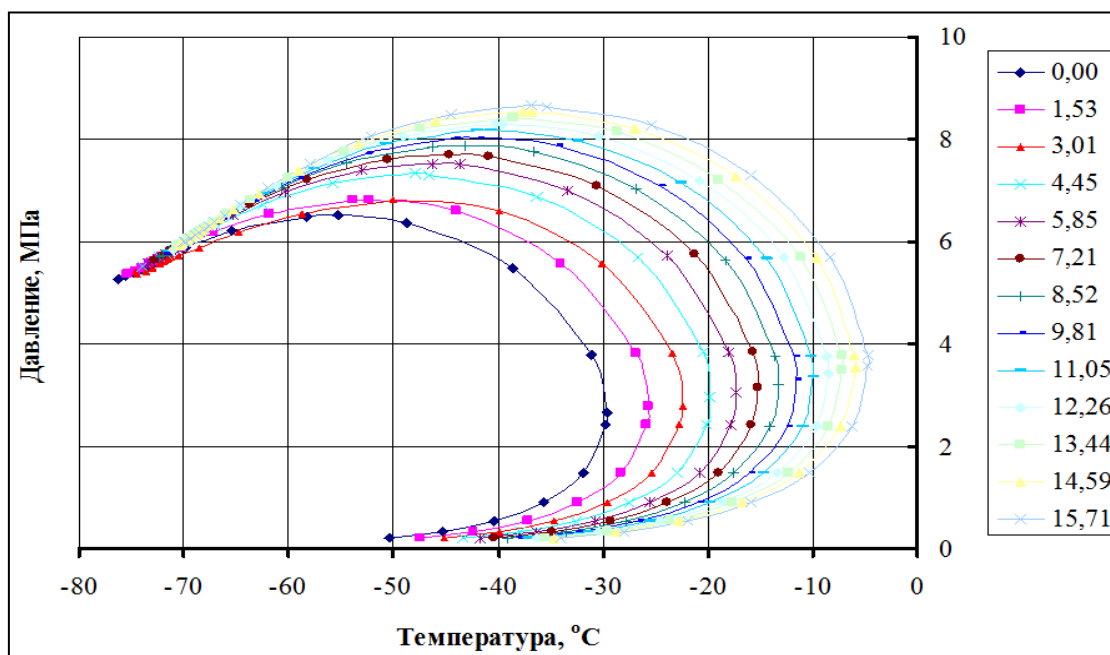


Рис. 2. Кривые конденсации фазовых диаграмм смеси газов ПГ и ПНГ при различном соотношении

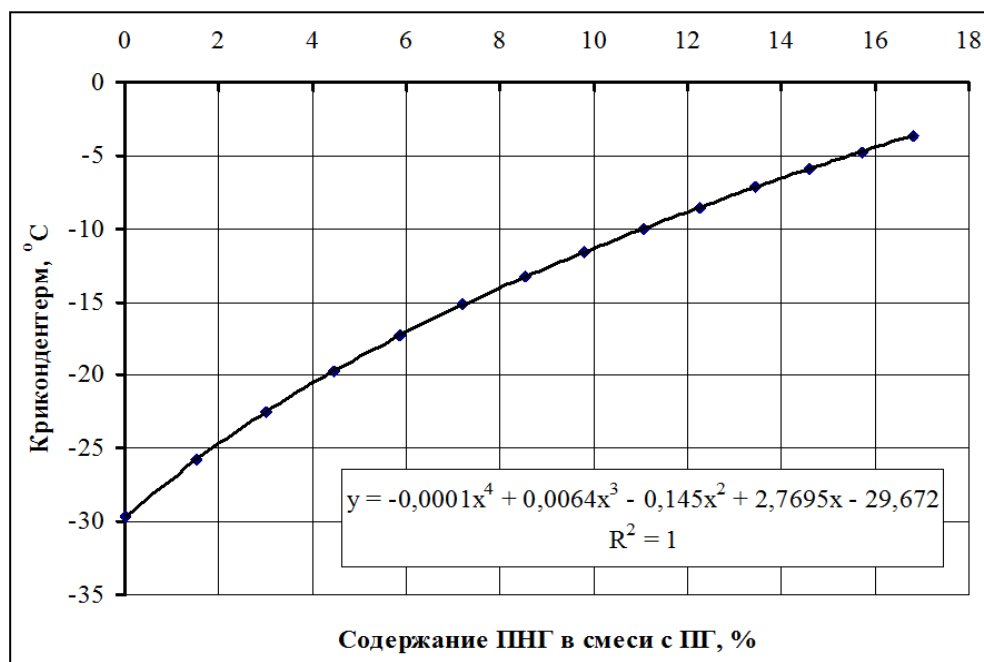


Рис. 3. Зависимость криконденгтерм от содержания ПНГ в смеси с ПГ

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Методика расчета допустимого количества и качества ПНГ, поступающего на УКПГ совместно ПГ сеноманского яруса, выполняет условия:

– в области давлений, для которых лимитирована нормативная ТТР_{ув}, на кривой конденсации фазовой диаграммы определяется максимальная температура соответствующий крикондентерм, по величине которой оценивается качество ПНГ;

– если крикондентерм на 5 °С ниже, чем нормативная ТТР_{ув}, то поступление на УКПГ ПНГ данного состава не ограничивается;

– если крикондентерм выше, чем нормативная ТТР_{ув}, то по кривым конденсации фазовых диаграмм смесей ПГ и ПНГ строится зависимость крикондентерм от содержания ПНГ в смеси ПГ и ПНГ;

– допустимому содержанию ПНГ в смеси с ПГ соответствует крикондентерм на 5 °С ниже, чем нормативная ТТР_{ув};

– запас по ТТР_{ув} в 5 °С необходим для бесперебойного выполнения требований для смеси ПГ и ПНГ в соответствии с [1].

При этом необходим запас по ТТР_{ув} на 5 °С. Если по СТО ТТР_{ув} не выше минус 10 °С, то при оценке нужно ориентироваться на минус 15 °С. Для ПНГ в данном примере допустимое содержание в смеси с ПГ составляет не более 7 %. Сухой отбензиненный газ с ТТР_{ув} не выше минус 15 °С не ухудшит качество газа при его смешении с ПГ.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Все значения по количеству и качеству ПНГ, поступающего на УКПГ совместно с ПГ сеноманского яруса в перспективе разработки месторождений являются допустимыми при подаче неотбензиненного ПНГ. Превышение этих значений потребует критических изменений в технологическом процессе подготовки газа на УКПГ, в частности технология УКПГ должна дополняться блоком низкотемпературной сепарации и дожимной компрессорной станцией (ДКС), а так же реконструкцией внутренних устройств сепарационного оборудования. В противном случае товарный газ по ТТР_{ув} не будет отвечать требованиям [1].

На уровне разработки технических условий по приему углеводородной продукции на подготовку и поставку в газотранспортную систему требования, основанные на методических рекомендациях, позволяют учитывать технико-экономические показатели:

- капитальные затраты, связанные с установкой дополнительного оборудования на приеме попутного нефтяного газа и реконструкцией существующего сепарационного оборудования;

- эксплуатационные расходы, связанные с подготовкой вовлеченного попутного газа на УКПГ (электроэнергия, тепло, абсорбент по существующим удельным нормам).

Возможность вовлечения ПНГ в процесс подготовки обеспечивает его рациональное использование совместно с ПГ, развитие и высоко эффективную реализацию перспективных проектов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия»
- [2] ГОСТ 31371.7-2008 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов»
- [3] ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема»

Секция 3

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 621.6.033

А. А. Нахлесткин¹, Д. С. Бесеция¹, К. А. Вансович²

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ ТРЕЩИН КОРРОЗИОННОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

¹АО «Транснефть-Западная Сибирь», г. Омск, Россия

²Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – В данной статье представлена математическая модель, позволяющая моделировать усталостные дефекты коррозионного происхождения на магистральных трубопроводах, позволяющая оценивать дальнейшее их развитие как трещин. Предложен метод предсказания запаса трещиностойкости поверхностных трещин, возникающих в стенке магистрального трубопровода с коррозионным дефектом. Метод заключается в сравнении коэффициента интенсивности напряжений для полуэллиптической модели поверхностной трещины с вязкостью разрушения для стали стенки трубопровода. Моделирование трещины выполнено с помощью метода конечных элементов в рамках упругой механики разрушения и реализовано в программе ANSYSWorkbench.

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

I. ВВЕДЕНИЕ

Для уменьшения числа аварий на трубопроводном транспорте необходимо эффективно оценивать остаточный ресурс магистральных трубопроводов (МТ). Знание остаточного ресурса позволяет оптимизировать стратегию эксплуатации и уменьшить затраты на текущий и капитальный ремонт трубопроводов [1, 2]. Как показывает анализ большого числа аварий, наиболее опасными в трубопроводах являются продольные трещины, развитие которых обеспечивается образованием концентраторов напряжений, главным образом кольцевыми напряжениями от внутреннего давления в трубопроводе [2]. Наличие концентраторов напряжения, которые в процессе эксплуатации станут усталостным дефектом, создают следующую проблему: выдержит ли труба действующие на нее переменные нагрузки.

II. ТЕОРИЯ

Коррозионные язвы, трещины, также как посторонние вкрапления, выбоины, риски царапины, вызванные действиями при монтаже труб, являются основными причинами разрушения трубопроводов.

Коррозионные дефекты бывают внешними и внутренними. Наибольшую опасность представляют при эксплуатации МТ представляют внешние дефекты. В соответствии с многочисленными нормами и правилами эта разновидность дефектов считается

поверхностным полуэллиптическим трещиноподобным дефектом с отношением глубины к длине a/c . Это соотношение находится в пределах от 0,1 до 1 в зависимости от скорости коррозии [3]. Примеры коррозионных дефектов на металлических трубах представлены на рис.1.

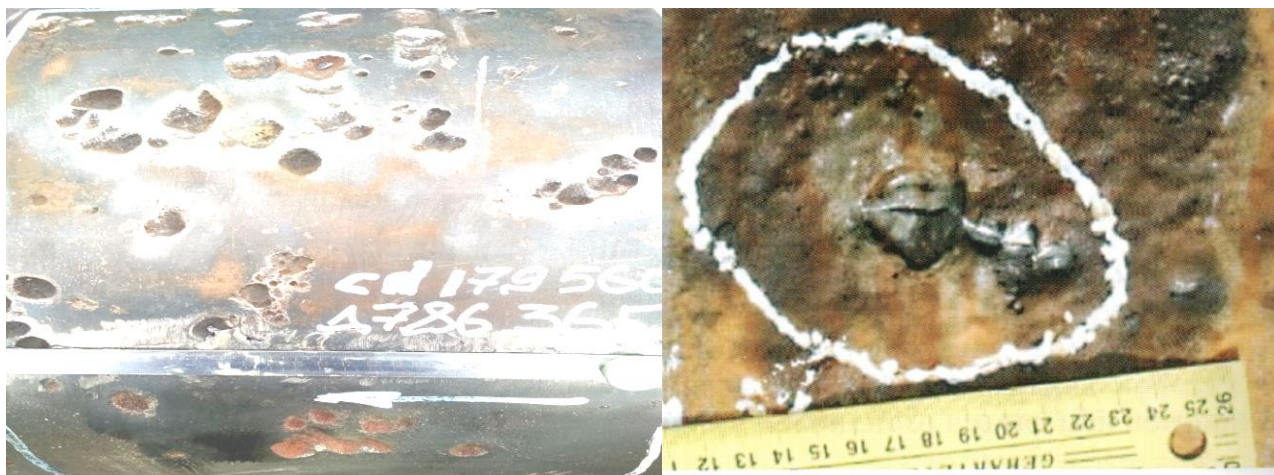


Рис.1.Коррозионные полуэллиптические трещиноподобные дефекты на МТ

Оценка опасности коррозионных дефектов трубопровода осуществляется при помощи различных инструментов, в зависимости от вида дефекта и характера разрушения металла. Основой для устранения выявленных дефектов обычно является компромисс между затратами на ремонт, включая производственные потери, и необходимостью защиты человеческой жизни и окружающей среды. Опасность коррозионных дефектов определяется двумя методами:

- 1) коррозионный дефект считается потерей металла, остаточное давление разрушения определяется на основе анализа предельного состояния;
- 2) коррозионный дефект можно смоделировать как трещиноподобный дефект, а силу, продвигающую трещину, рассчитать средствами механики упругопластического разрушения [3].

Однако сложно выполнить оценку, если коррозионный дефект вызывает существенную концентрацию напряжений.

В данной работе предлагается метод предсказания развития поверхностных трещин и оценки остаточного ресурса магистрального трубопровода при эксплуатационных нагрузках с учётом двухосного напряженного состояния в стенке трубопровода.

Одной из основных причин отказов протяженных подземных трубопроводных систем является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), называемое в отечественной терминологии стресс-коррозией, развивающиеся на внешней, катодно-защищенной поверхности трубопроводов.

Дефекты, связанные с коррозионным растрескиванием под напряжением (стресс-коррозии) представляют значительную опасность для целостности трубопроводов и занимают около 30 % от общего количества дефектов в трубопроводах, близких к исчерпанию расчетного ресурса [4].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Приведенные исследования выполнены методом конечных элементов в рамках упругой механики разрушения с помощью компьютерной программы ANSYSWorkbench.

Для моделирования геометрии коррозионного дефекта использовался графический редактор ANSYS – DesignModeler. Сложная, неправильная форма такого дефекта определяется с помощью простых посредников в виде шара, эллипсоида и т.д. После удаления металла с поверхности трубы командами Boolean и Subtract получают требуемую форму дефекта (рис. 2а). Участок трубы с поверхностным дефектом, имеющим небольшую кривизну, с незначительным допущением можно представить в виде плоского элемента толщиной равной толщине трубы.

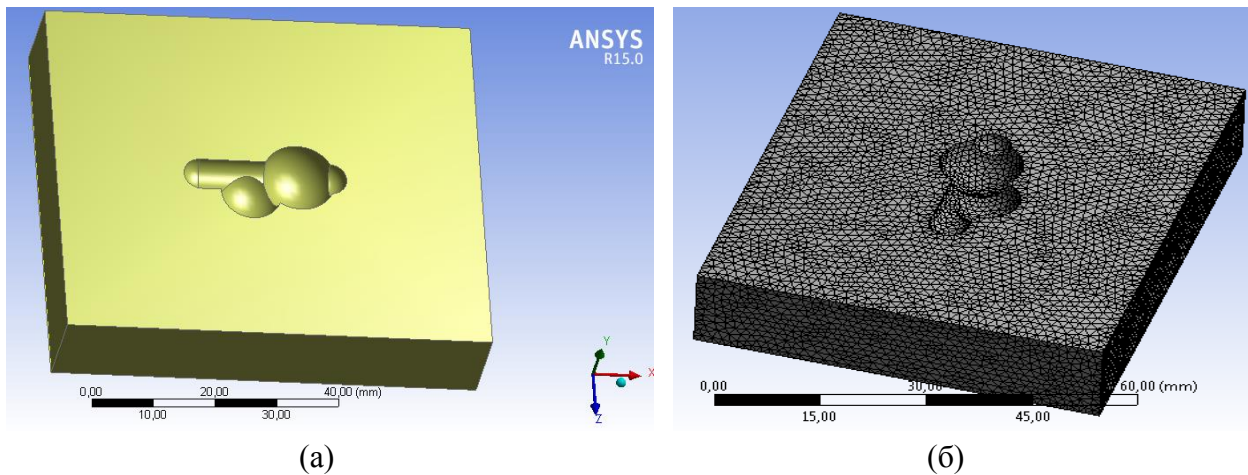
Вначале определяется точка на поверхности дефекта с наибольшей концентрацией кольцевых напряжений $\sigma_{\text{кц}}$, которые являются наиболее опасными в процессе зарождения трещины из коррозионного дефекта. На рис.2б показана сетка конечных элементов, созданная командой Mesh для выделенного из коррозионного участка трубы призматического тела. Далее задаются граничные условия и нагрузки (рис. 3а) командами Displacement и Pressure. После этого командой Solve выполняется подготовка и решение системы уравнений, реализующих метод конечных элементов в узловых перемещениях. Кольцевые напряжения $\sigma_{\text{кц}}$ в данном расчетном случае совпадают с напряжениями NormalStress (ZAxis) на рис.3б. За счет концентрации напряжений, вызванной коррозионным дефектом, максимальные напряжения достигли величины 1068 МПа и более чем в три раза превысили номинальные напряжения равные 300 МПа.

Вероятность зарождения поверхностной трещины в точке с наибольшими кольцевыми напряжениями очень высока, в связи с этим в дальнейшем рассматривается модель трещины нормального раскрытия, распространяющейся в плоскости перпендикулярной кольцевым напряжениям, т.е. перпендикулярно оси Z (рис.4).

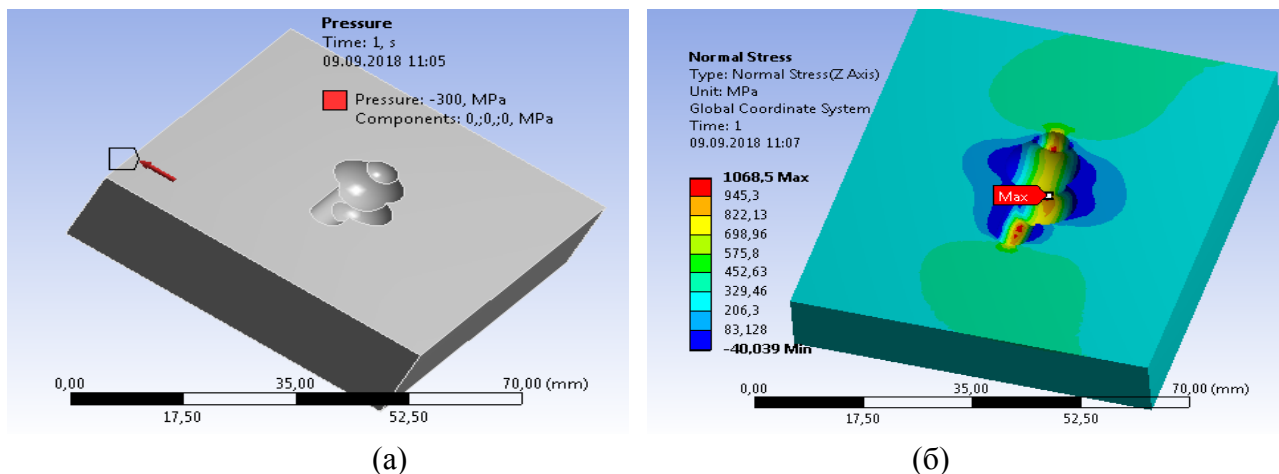
Опыт наблюдения за ростом поверхностных трещин показывает, что их форма стремится принять полуэллиптическую форму, что значительно упрощает моделирование (рис.5).

В итоге расчетная модель может быть ограничена двумя плоскостями симметрии и представлять четвертую часть призматического тела с несимметричным коррозионным дефектом. На рис. 6 показана такая модель, разбитая на конечные элементы в виде тетраэдров. Из-за высоких градиентов напряжений у вершины трещины размеры конечных элементов значительно уменьшены и равны 0,05 мм.

Анализ исследования напряженно-деформированного состояния в вершине трещины (рис.7) для наиболее глубокой точки полуэллиптической трещины позволил построить диаграмму распределения нормальных напряжений перпендикулярных плоскости трещины в зависимости от расстояния до вершины трещины (рис.8).



(а) геометрическая модель; б) конечноэлементная модель
Рис.2. Моделирование коррозионного дефекта в трубе



(а) нагрузки и граничные условия; б) результаты вычисления напряжений в зоне дефекта
Рис. 3. Расчетная модель с коррозионным дефектом

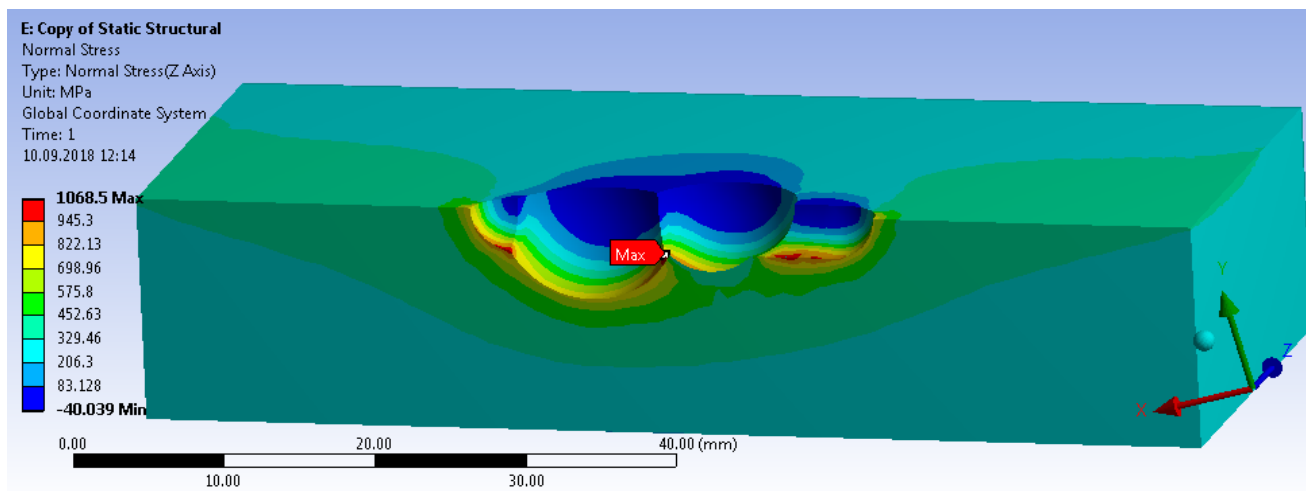


Рис. 4. Выбор плоскости предполагаемого роста трещины

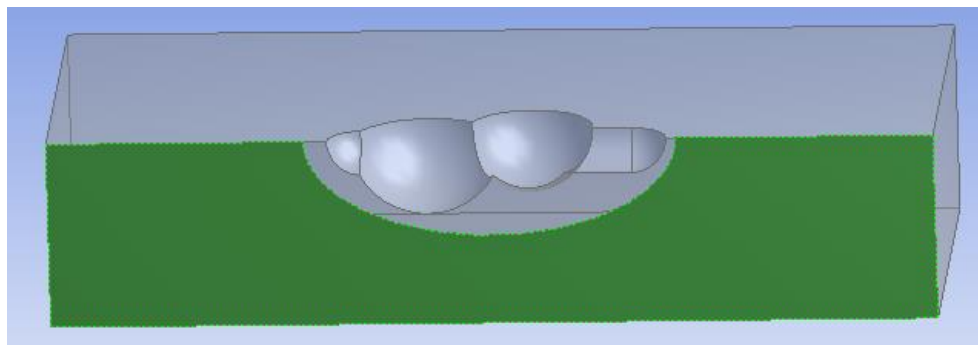


Рис.5. Полуэллиптическая модель поверхностной трещины

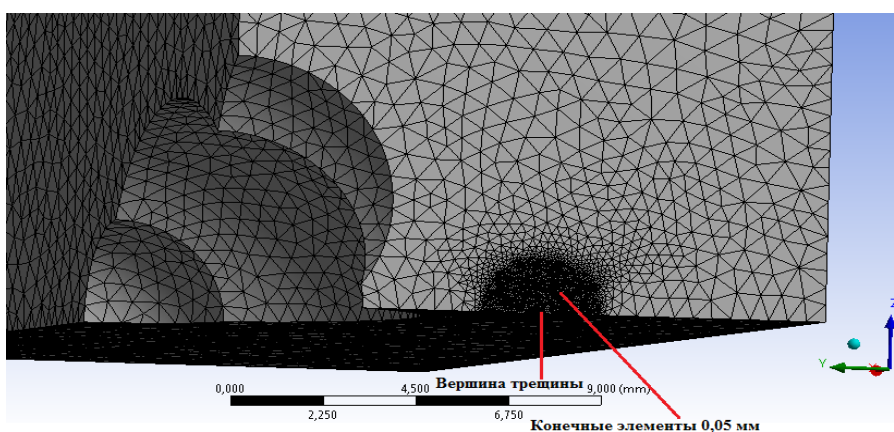


Рис. 6. Сетка конечных элементов четвертой части элемента с коррозионным дефектом

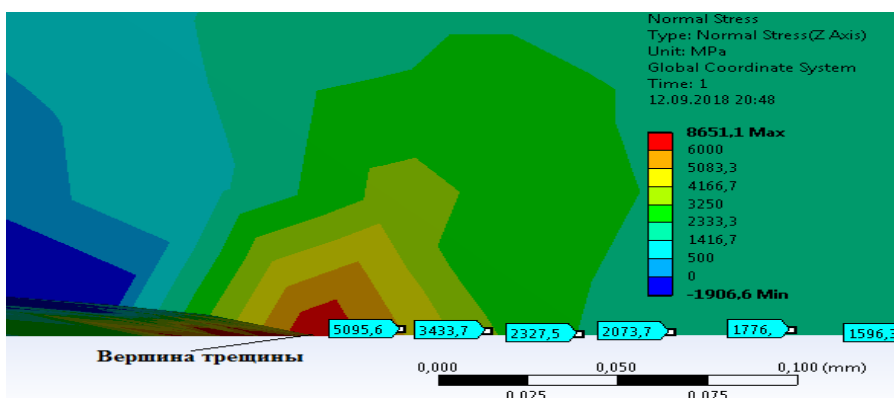


Рис. 7. Результаты вычисления напряжений в вершине трещины



Рис.8. Диаграмма распределения напряжений в вершине трещины

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Продольные поверхностные трещины в первую очередь развиваются за счет воздействия кольцевых напряжений, которые являются наибольшими по величине и по направлению перпендикулярны плоскости роста этих трещин.

На основании сравнительного анализа диаграмм нормальных напряжений в вершине трещины был сделан вывод о том, что метод конечных элементов позволяет достаточно точно определять напряженное состояние в окрестности вершины трещины. Формула (1) даёт возможность получить выражение для определения коэффициента интенсивности напряжений прямым методом [5]

$$K_I = \sigma_y^* \cdot \sqrt{2\pi \cdot r^*}, \quad (1)$$

где σ_y^* – напряжения, вычисленные методом конечных элементов в вершине трещины для точки, находящейся на расстоянии r^* от вершины трещины.

С помощью коэффициента интенсивности напряжений K_I было сформулировано предельное состояние для тел с трещиной при статическом нагружении. В момент катастрофического разрушения или долома конструкционного элемента с трещиной должно выполняться следующее условие

$$K_I = K_{IC}, \quad (2)$$

где K_{IC} – коэффициент интенсивности напряжений в момент разрушения, характеристика трещиностойкости металла, получившая название «вязкость разрушения» [6].

В приведенном примере коэффициент интенсивности напряжений в точке на малой оси полуэллипсапри $a=8$ мм равен $K_I=56$ МПа·м^{0,5}. Для трубопроводной стали 09Г2С вязкость разрушения $K_{IC}=174$ МПа·м^{0,5} [7]. Таким образом, имеется запас по трещиностойкости трубы

$$n = \frac{K_{IC}}{K_I} = \frac{174}{56} = 3,1.$$

Высокая вязкость данной стали позволит надежно эксплуатировать трубу практически до момента сквозного прорастания трещины через толщину стенки. Для сравнения, если изготовить трубу из широко применяемой в общем машиностроении стали 45, тогда вязкость разрушения $K_{IC}=65$ МПа·м^{0,5} и, с учетом требуемого коэффициента надежности по материалу более 1,3 такую трубу эксплуатировать было бы невозможно.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам анализа трещиностойкости выявленных коррозионных дефектов в рамках данной методики могут быть приняты следующие решения о дальнейшей эксплуатации магистрального трубопровода:

- экстренная остановка эксплуатации;
- проведение экстренного ремонта;
- назначение срока ремонта;
- снижение рабочего давления в МТ до заданной величины, определяемой расчетами, приведенными в методике;
- назначение метода контроля заразнами обнаруженного дефекта и их периодичность.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Мурзаханов Г.Х. Диагностика технического состояния и оценка остаточного ресурса магистральных трубопроводов / Г.Х. Мурзаханов.–М.: Изд-во Независимого института нефти и газа, 2005.–70 с.
- [2] Остсёмин, А.А. Прочность нефтепровода с поверхностными дефектами / А.А. Остсёмин, В.Ю. Заварухин // Проблемы прочности.–1993.–№ 12.– С. 1–59.
- [3] Плювинаж, Г. Оценка опасности коррозионных дефектов при помощи диаграммы оценки областей разрушения / Г.Плювинаж, О.Буледруа, М.Хадж-Мелиани // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. –2018. – № 4. – С. 384 – 396.
- [4] Фокин М.Ф. Оценка прочности труб магистральных трубопроводов с дефектами стенки, ориентированными по окружности трубы, по критерию возникновения течи перед разрушением/ М.Ф. Фокин // Прикладная механика и технологии машиностроения: Сб. науч. тр.–Нижний Новгород: Изд-во Интелсервис, 2005.–С. 69–76.
- [5] Сиратори, Т. Вычислительная механика разрушения / Т. Сиратори, Т. Миёси, Х. Мацусита. – М.: Изд-во Мир, 1986. – 334 с
- [6] ГОСТ 25.506 – 85 Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 63 с.
- [7] Морозов, Е.М. ANSYS в руках инженера: Механика разрушения / Е.М. Морозов, А.Ю. Муйземнек, А.С. Шадский. – М.: Ленанд, 2008. – 456 с.

УДК 621.6.036

М. С. Ильин

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ НА ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

ООО «Транснефтегазпроект», г. Омск, Россия

Аннотация – Трубопроводный транспорт газожидкостных энергоносителей является наиболее эффективным, однако по ряду причин трубопроводный транспорт сниженных углеводородных и природных газов в настоящее время развивается очень медленно. Среди наиболее значимых проблем можно выделить отсутствие единой методики гидравлического расчета. В данной работе рассмотрены существующие подходы к расчету нестабильных двухфазных течений и проведен анализ необходимости учета неизомермических процессов фазовых переходов внутри течения. Была разработана методика, учитывающая изменение газосодержания, произведена оценка энергозатрат и сделан вывод о наиболее оптимальных параметрах перекачки.

Ключевые слова – трубопроводный транспорт, сжиженный углеводородный газ, сжиженный природный газ двухфазное течение

I. ВВЕДЕНИЕ

Согласно динамике последних лет в сфере энергопотребления, во всем мире наблюдается необходимость использования более эффективных энергоносителей. В связи с этой проблемой во многих странах, в том числе и в России, стремительными темпами развивается производство сжиженного углеводородного газа (СУГ), являющегося в настоящий момент более экономичной альтернативой сжиженному природному газу (СПГ). Мировое потребление сжиженного углеводородного и природного газа растет с каждым годом на 10 % [1]. Доля потребления СУГ в промышленном секторе наиболее развитых

стран уже сейчас превышает потребление традиционного газа и имеет устойчивую динамику к дальнейшему повышению. В связи с повышенным спросом на СУГ и СПГ в мировой торговле, Россия высокими темпами развивает производство сжиженного газа на Дальнем Востоке [2].

Значительную трудность составляет транспорт сжиженного газа потребителям на дальние расстояния. В настоящее время в нашей стране сжиженные пропан-бутановые смеси транспортируются, как правило, железнодорожным или морским транспортом ввиду малых капитальных вложений по сравнению со строительством трубопровода. Однако эффективность трубопроводного транспорта в несколько раз превышает все альтернативные варианты. Помимо высоких капитальных затрат, для трубопроводного транспорта СУГ требуется учитывать особенности данного продукта при проектировании, чтобы определить оптимальные параметры перекачки. До сих пор эта задача находится в стадии решения, так как сложность вызывают особенности неизотермического течения, при котором все основные параметры смеси должны изменяться по длине трубопровода.

В ходе разработки методики гидравлического расчета СУГ и СПГ были рассмотрены основные работы в этой области. Так, например, в работе [3] гидравлический расчет сжиженного газа предлагается вести по формулам для однофазного жидкого течения. Согласно [4], расчет существующих трубопроводов производится по методикам как для жидкого, так и для газообразного однофазного течения, кроме того используется подход, учитывающий двухфазное состояние смеси при транспортировке. В результате сравнения данных подходов было показано, что гидравлические сопротивления при двухфазном режиме перекачки значительно ниже, чем при перекачке жидкости в условиях экстремально низких температур [1]. Расчет двухфазного потока показан в работе [5] и более подробно расписан в работе [6], однако при всех достоинствах и высокой степени проработки данных методик в них не учитывается изменение состава двухфазного течения по длине трубопровода при изменении температуры.

В работе [7] показана система основных дифференциальных уравнений неустановившегося течения двухфазной смеси, учитывающая неизотермичность процесса при определении коэффициента гидравлического сопротивления. Представленная в данной работе система уравнений учитывает особенности фазовых переходов при термодинамическом расчете двухфазной смеси, однако ее применимость сильно ограничена. В данном подходе не учитывается изменение структуры потока, а также не решен вопрос, как определять объем выделенного газа по длине газопровода.

Методика гидравлического расчета двухфазной перекачки при различных структурах потока, а также критерии перехода от одной структуры потока к другой хорошо изложены в работе [6], однако отсутствует критерий границ существования двухфазной смеси. Объемное газосодержание смеси, в отличие от истинного, определяется только в начале участка и считается постоянным. Такое допущение для перекачки сжиженных газов является неприемлемым.

II. ТЕОРИЯ

При условиях в начале перекачки высокое давление и низкая температура газа обеспечивает жидкую однофазную структуру. По мере понижения давления и повышения

температуры газа по длине трубопровода однофазная структура начинает нарушаться, происходит выделение газа, которое продолжается до тех пор, пока структура потока не станет вновь однофазной. Условия фазового равновесия рассматриваются в работах [5,6] при помощи так называемых констант равновесия. С помощью этих констант можно оценить изменение доли выделившегося из жидкости газа по длине трубопровода:

$$\sum_{i=1}^n \frac{x_i^0 (K_i - 1)}{1 + (K_i - 1)\varepsilon} = 0, \quad (1)$$

где x_i^0 – мольная доля i -того компонента в исходной смеси;

K_i – константа равновесия i -того компонента, есть функция от p и T ;

ε – мольная доля выделившегося газа.

Таким образом, зная мольную долю газа, можно определить его массовое и объемное газосодержание по длине газопровода. Расчет по формуле (1) имеет смысл при двухфазной структуре потока, однако это же соотношение позволяет определить границы перехода в жидкое и газообразное состояние. Расчет производится подбором параметра в каждой точке трубопровода, так как явно выразить ε из уравнения (1) не представляется возможным.

Отдельную сложность представляет расчет самих констант, для которых в работах [5,6] предложены некоторые эмпирические формулы. Проблема в том, что сходимость расчетных и фактических значений достаточно высокая лишь для определенного состава смеси нефти и природного газа, потому необходимо для более точных расчетов экспериментально определять зависимость $K_i = f(p, T)$ для перекачки СПГ или СУГ.

Двухфазный поток сжиженного газа делится на три основные структуры:

- 1) пузырьковая, либо пробковая структура;
- 2) кольцевая структура;
- 3) устойчивая либо неустойчивая расслоенная структура.

Анализ критериев существования различных структур двухфазного потока показывает, что газ начинает выделяться из жидкости при достаточно высоких давлениях, образуя сначала пузырьковую структуру, плавно переходящую в пробковую, далее при снижении давления ниже определенного уровня возникает кольцевая структура потока, которая полностью сменяет пробковую. На нисходящих участках может существовать расслоенный поток, который определяется критическим числом Фруда, на восходящих же кольцевая структура существует вплоть до полного газообразования. Гидравлические сопротивления для кольцевой структуры минимальны, потому имеет смысл исследовать параметры системы, при которых перекачка сжиженного газа будет происходить только в кольцевой зоне, однако при этом достаточно высока доля газовой фазы.

Методика расчета трубопровода сжиженного газа в общем случае, таким образом, должна состоять в том, чтобы для каждой точки трубопровода, в которой известна высотная отметка, произвести расчет для всех возможных вариантов структур потока (жидкая, пробковая, кольцевая, расслоенная), определить в каждом случае граничные условия и проверить их, тем самым определить структуру потока в данной точке. Далее рассчитывается гидравлический уклон для данной структуры потока и определяются давления и температуры в конце короткого участка трубы по следующим известным зависимостям:

$$P_k = P_n + \rho_n g z_n - \rho_k g z_k - \rho_{cp} g i L; \quad (2)$$

$$T_k = T_{cp} + \frac{gGi}{\pi DK} + \left(T_n - T_{cp} - \frac{gGi}{\pi DK} \right) \exp\left(-\frac{\pi DKL}{C_V G} \right). \quad (3)$$

По данной методике был произведен расчет газопровода при различных значениях трех главных определяющих параметров: температуры, давления в начале трубопровода и толщины ППУ изоляции трубы. Сравнительная оценка режимов перекачки производилась по энергозатратам, которые были рассчитаны укрупненно на следующие основные технологические процессы:

- 1) затраты энергии электродвигателями насосов;
- 2) затраты энергии на охлаждение сжиженного газа перед подачей в насосы;
- 3) затраты на повторное сжижение смеси на конечном пункте доставки.

Затраты энергии на повторное сжижение производились в том случае, если в процессе перекачки образовывалась газовая фаза. В таком случае определялся требуемый перепад давления на дросселе, необходимый для возвращения системы в жидкую фазу. Требуемый перепад определяется из решения системы двух трансцендентных уравнений:

$$\sum_{i=1}^n x_i K_i (p_{сж}, T_{сж}) = 1; \quad (4)$$

$$\Delta T = \int_{P_k}^{P_{сж}} E_i dp = f(p_{сж}, \Delta T), \quad (5)$$

где $T_{сж}$ – температура, при которой происходит переход в жидкую фазу:

$$T_{сж} = T_k + \Delta T; \quad (6)$$

$p_{сж}$ – давление за дросселем, при котором происходит переход в жидкую фазу;

E_i – коэффициент Джоуля-Томсона [9].

Соответственно, требуемый перепад давления будет равен:

$$\Delta p = p_{сж} - p_k. \quad (7)$$

Из уравнения (4) определяется параметр $p_{сж}$ подбором параметра, ΔT находится из выражения (5) итерационным путем.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

С целью анализа возможных структур потока при различных параметрах системы был произведен расчет неизолированного подземного газопровода, осуществляющего перекачку СПГ с заданной производительностью при различных давлениях в начале и при начальной температуре рабочей среды $t = -100$ °С. На рис. 1 показаны распределения давления по длине газопровода, линии перехода от одной структуре к другой, а также межфазовых переходов. Стоит отметить, что невозможно построить универсальные границы для определенных постоянных условий (температура окружающей среды, состав газа, диаметр трубопровода, производительность и т.д.). При изменении параметров системы (температура, давление), картина будет сильно меняться.

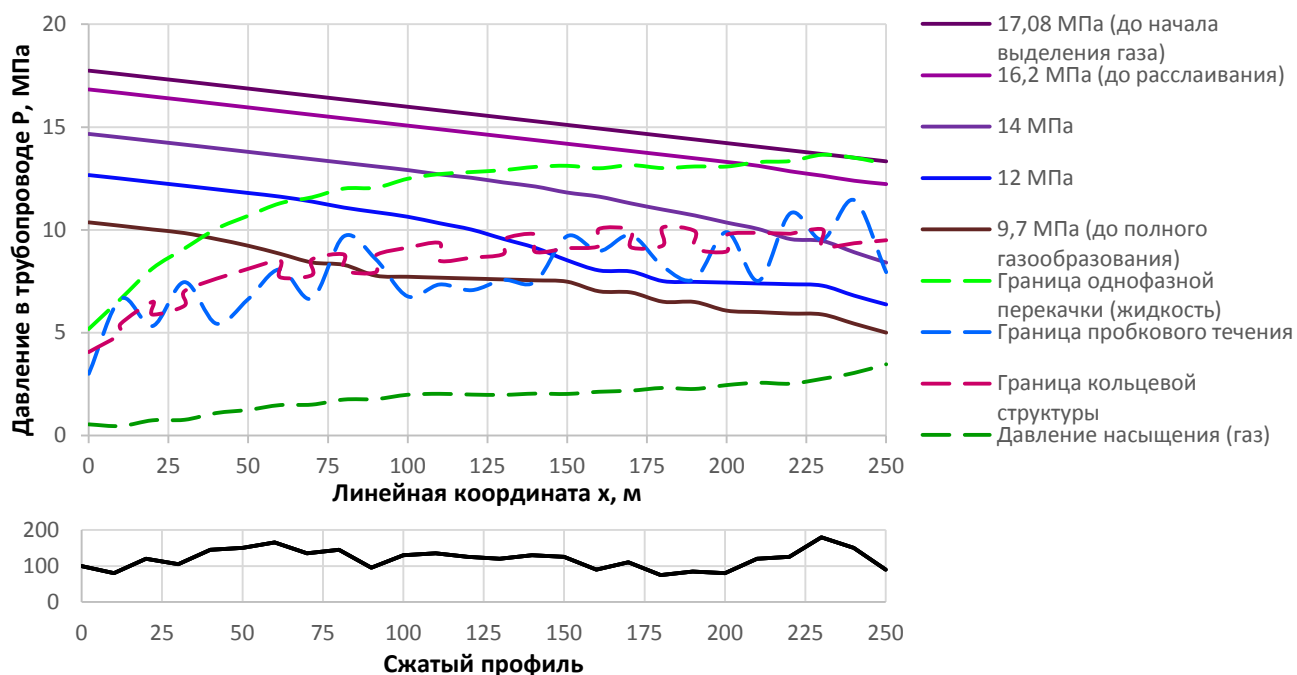


Рис. 1. Распределение давления внутри газопровода СПГ при различных фазовых структурах потока

Как видно из рис. 1, при отсутствии изоляции для жидкой перекачки необходимо давление 17 МПа в начале, что требует применения весьма высокопрочных сталей. Расчет показывает, что примерно такое же давление в начале необходимо задать для жидкой перекачки при температуре окружающей среды (грунта). Следовательно, понижение температуры не дает никакого положительного результата и приводит лишь к дополнительным затратам.

Газопроводы СУГ и СПГ либо попутно охлаждают, либо используют специальную термоизоляцию, например, ППУ изоляция. В таком случае удастся получить положительный эффект от охлаждения газа перед закачкой в газопровод. Экономически более выгодным является нанесение ППУ изоляции на трубы. На рис. 2 показан результат расчета энергозатратности.

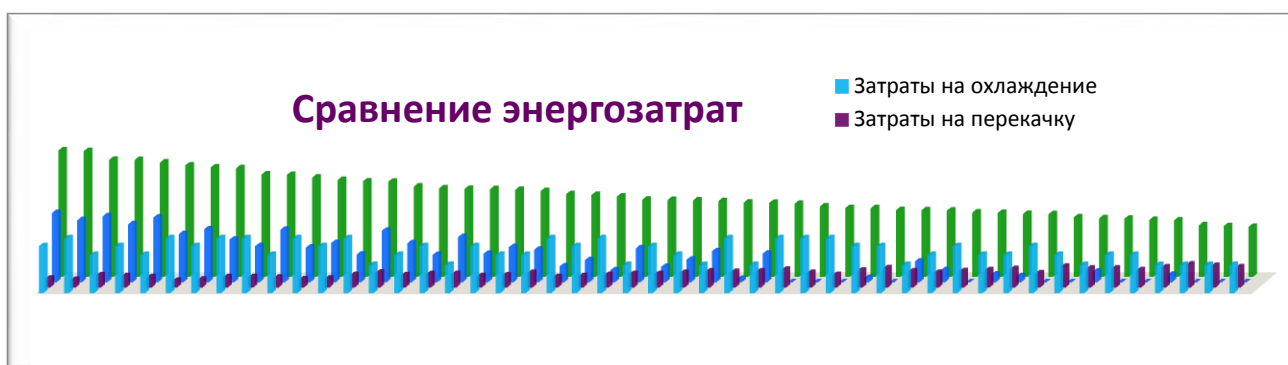


Рис. 2. Сравнительная оценка энергозатратности на различных параметрах

По рис. 2. видно, что оптимальным решением является повышение затрат на перекачку с целью уменьшения затрат на повторное сжижение газа. Также видно, что минимум суммарных затрат приходится на минимум затрат на охлаждение. Следовательно, оптимальная температура находится выше $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$. Однако завышение давления влечет за собой не только завышенные требования к материалу труб и оборудования и капитальным затратам на строительство газопровода, но и необходимость в дополнительной оценке рисков аварийности, обеспечения мероприятий техносферной безопасности и пр.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Полученная методика гидравлического расчета трубопроводного транспорта сжиженного газа определена с учетом непрерывно изменяющегося фазового состава перекачиваемой среды. В данной методике объединены расчетные зависимости, экспериментально выведенные для различных структур поток, представленные в работе [6], и теоретические представления о фазовых переходах в газовом конденсате под влиянием изменений давления и температуры через константы равновесия, приведенные в работе [5]. Таким образом, получилось более точно описать модель неизотермического течения сжиженного углеводородного газа в широком интервале рабочих параметров.

Расчет режимов работы газопровода привел к результату, схожему с тем, что был получен в работе [1]. Наименьшие потери так же наблюдались при кольцевом режиме потока, при расслоенном потери оказались наибольшими. Однако кольцевой режим обеспечивается лишь при достаточно высоком газосодержании потока, что оказывается нецелесообразно ввиду возрастающих энергозатрат на повторное сжижение продукта.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам проделанной работы были сделаны следующие выводы:

– По результатам анализа границ существования структур двухфазного потока видно, что наименьшие потери наблюдаются при кольцевом режиме перекачки, однако на нисходящих участках область существования кольцевого потока крайне незначительна, кроме того, высоко содержание газа. Однако в условиях использования и жидкого, и газообразного продукта есть смысл в определении оптимальных параметров перекачки, при которых область между границами кольцевой структуры и расслаивания потока будет наиболее широкой.

– Оценка энергозатратности показала, что требуемый напор в газопроводе необходимо повышать, а вот необходимость в экстремально низких температурах отсутствует. С целью понизить затраты энергии на перекачку и повысить безопасность системы необходимо улучшать качество теплоизоляции, что позволит снизить требуемый напор, не выходя из зоны жидкой перекачки.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» Ю.А. Краус.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Воронов В.А. Сравнительный анализ однофазного и двухфазного режимов транспортировки природного газа по трубопроводным системам / В. А. Воронов, Я. В. Мартыненко // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 04. – С. 28-34
- [2] Нефть России. Информационно-аналитический портал [Электронный ресурс].–URL: <http://www.oilru.com>.
- [3] Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы / Б. С. Рачевский. – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. – 640 с.
- [4] Николаев А.К. Анализ существующих методик расчета режимов перекачки сжиженного природного газа по трубопроводам / А.К. Николаев, В.П. Докукин, В.А. Воронов // Записки Горного института.–2012.–№ 199.– С. 357–359.
- [5] Трубопроводный транспорт нестабильного газового конденсата / А.А. Коршак [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 224 с.
- [6] Марон В.И. Гидравлика двухфазных потоков в трубопроводах: Учебное пособие / В. И. Марон. – СПб.: Издательство «Лань», 2012. – 256 с.
- [7] Усачев А.П. Модель по определению газодинамических сопротивлений при течении парожидкостных смесей в трубопроводах сжиженных углеводородных газов в условиях их теплообмена с окружающей средой / А.П. Усачев, А.Л. Шурайц // Вестник Саратовского государственного технического университета. – 2007.– №2(24).– Выпуск 1.– С.132–140.
- [8] Свойства сжиженных углеводородных газов. Особенности эксплуатации углеводородных систем [Электронный ресурс].–URL:<http://www.avtozagruzka.com/publ3.pdf>.
- [9] Александров В.Л. Техническая гидромеханика / В.Л. Александров. – М.: Издательство ОГИЗ, 1946. – 431 с.

УДК 621.642.03

Л. Е. Землеруб, А. А. Серафонтова

ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗДУШНО-ПЛАЗМЕННОГО НАПЫЛЕНИЯ ПРИ НАНЕСЕНИИ АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия

Аннотация – Проведенный анализ научно-технической литературы показывает, что коррозия является доминирующим фактором, влияющим на срок службы резервуаров. Опыт эксплуатации показывает, что средний срок службы антикоррозионных покрытий (АКП) до проведения местных ремонтов покрытий находится в пределах от 5 до 10 лет. Общий срок службы покрытий до их замены находится в пределах от 8 до 15 лет. Однако, в соответствии с нормативными документами, срок службы АКП должен составлять не менее 15-20 лет для разных типов покрытий. Следовательно, увеличение срока службы АКП, является одной из самых актуальных задач эксплуатации резервуарных парков, и её решение обеспечит повышение уровня промышленной безопасности производства и его экономическую эффективность. В статье рассмотрен альтернативный способ нанесения АКП резервуаров вертикальных цилиндрических стальных (РВС) с помощью воздушно-плазменного напыления (ВПН). Данная технология позволяет повысить коррозионную стойкость защищаемых материалов за счет увеличения уровня адгезии, что ведет к увеличению срока надежной и безопасной эксплуатации РВС. Применение ВПН позволит перенести процесс нанесения АКП в заводские условия.

Ключевые слова – эксплуатационная надежность, антикоррозионное покрытие, плазменное напыление, адгезия, срок службы

I. ВВЕДЕНИЕ

Согласно статистике, одной из основных причин отказов и аварий объектов на объектах магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов является коррозия. Коррозионный износ стальных элементов оборудования не только снижает срок службы, но и непосредственно оказывает негативное влияние на эксплуатационную безопасность.

В работе [1] рассмотрены основные факторы, влияющие на скорость коррозии внутренней поверхности резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Установлено, что в большей степени коррозии подвержены такие хранилища, в которых дольше задерживается транспортируемая нефть. Использование резервуаров без антикоррозионной защиты (АКЗ) в 3–4 раза уменьшает срок их службы, приводит к излишнему расходу металла и удорожанию стоимости резервуаров [1].

В статье [2] обоснована техническая и экономическая эффективность технологии проведения полной технической диагностики вертикальных стальных резервуаров без снятия антикоррозионного покрытия (АКП) [2].

В работе [3] предложены современные антикоррозионные покрытия для внутренних и внешних оболочек резервуаров, а также приведено сравнение характеристик коррозионно-стойких покрытий [3].

Из данной статьи можно сделать вывод, что используемые в настоящее время способы защиты от коррозионного воздействия недостаточно эффективны и экономичны. В связи с этим требуется разработка современных подходов к решению этого вопроса, создание перспективной ресурсосберегающей технологии и соответствующего материала для защиты от коррозии стальных резервуаров с использованием современных достижений науки, обеспечивающих, в том числе, возможность проведения мероприятий по антикоррозионной защите на месте монтажа.

Высокоэффективные современные разработки рассмотрены в монографии [4]. В своей работе автор описывает технологию газотермического напыления наноструктурных антикоррозионных покрытий на металлопрокат [4].

В статье [5] рассмотрена возможность применения полимерных покрытий, особое внимание уделено методам исследований данного типа покрытий для прогнозирования срока эксплуатации [5].

В предлагаемом к рассмотрению исследовании рассматривается высокоэффективная технология нанесения антикоррозионной защиты резервуаров вертикальных цилиндрических стальных (РВС) методом воздушно-плазменного напыления (ВПН) полимерных материалов. Целью исследования является доказательство эффективности технологии нанесения антикоррозионного покрытия методом ВПН для повышения надежности и безопасности эксплуатации резервуаров.

II. ТЕОРИЯ

Плазма – термин, используемый для того, чтобы описать газ, который был разогрет до такой высокой температуры, что он ионизируется и становится электрически проводящим. В случае плазменного распыления, плазма создается электрической дугой, горячей в зоне носика плазменной горелки, и газ дуги сформирован в плазменную струю. Частицы порошка водятся в эту струю, где они плавятся и затем переносятся на обрабатываемую поверхность

с высокой скоростью. Температура зоны обработки остается сравнительно низкой (до 100 °С), потому что плазма локализована в горелке.

Воздушно-плазменное напыление – это процесс формирования покрытия под действием высокой температуры на частицы специально приготовленного порошка напыляемого материала с использованием высокотемпературного потока плазмы. Технологический процесс воздушно-плазменного напыления включает следующие операции: подготовка порошка и поверхности, напыление и механическая обработка нанесенных покрытий [6].

Нанесение покрытия осуществляется специальными установками плазменного напыления (рис.1), состоящими из плазмотрона и устройства для подачи напыляемого порошка. Для получения плазменной струи между вольфрамовым стержнем-катодом 3 и медным анодом 6, охлаждаемым потоком воды 2, возбуждают электрическую дугу. Прокладка 5 служит для изолирования катод от анода. В зону горения электрической дуги по каналу 1 подается плазмообразующий газ (воздух). Воздух ионизируется и выходит из сопла 6 в виде плазменной струи 8, в которую по каналу 7 осуществляется подача порошка 4. Расход порошка регулируется. Гранулы порошка нагреваются в плазменной струе 8, оплавляются и переносятся с определенной скоростью на поверхность защищаемой детали 9, ударяясь о которую деформируются, растекаются, кристаллизуются, образуя покрытия.

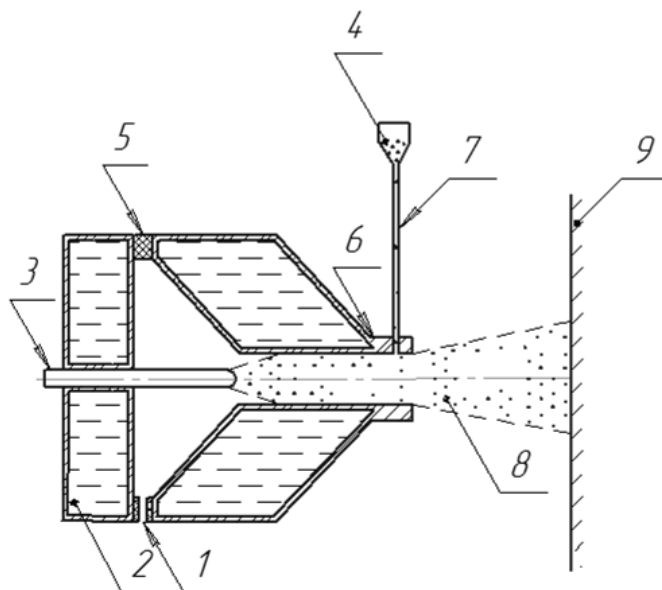
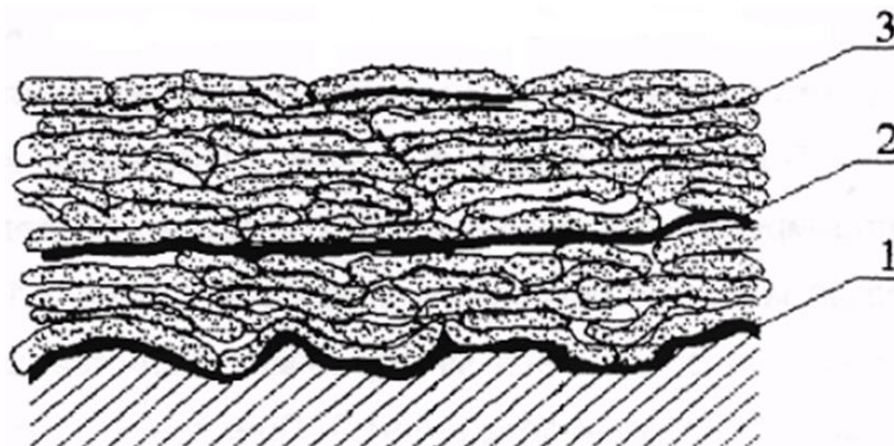


Рис. 1. Схема плазменного напыления

В покрытии можно выделить структурные элементы, которые отражают процессы его формирования и разделяются границами раздела с определенными свойствами (рис. 2).

Граница раздела между покрытием и основой определяет прочность сцепления соединений. Сцепление покрытия и основы называется адгезией. Основным преимуществом технологии ВПН является высокий уровень адгезии напыляемых покрытий.

Достижение высокой адгезии связано с хемосорбционным взаимодействием покрытия и подложки, возникающим при формировании промежуточного слоя, представляющего собой непрерывный переход из решетки покрытия в решетку подложки [4].



1 – граница между покрытием и основой; 2 – межслойная граница; 3 – граница между частицами

Рис. 2 – Структура напыленного покрытия

Стоит отметить, что предлагаемый метод АКЗ поверхностей по сравнению с другими имеет ряд преимуществ:

- высокая производительность;
- возможность использования порошков из любых материалов;
- возможность регулирования свойств АКП (толщина, адгезия, сплошность) за счет изменения характеристик плазматрона (расход порошка, скорость и температура плазменной струи);
- отсутствие токсического воздействия на организм человека, осуществляющего нанесение АКП.

При выборе антикоррозионного материала (АКМ) необходимо учесть, что технология ВПН позволяет наносить покрытия из любых материалов, представленных в виде порошка и имеющих температуру плавления в пределах температуры плазменной струи (металлы, сплавы, оксиды, пластмассы и их различные композиции). В исследовании была рассмотрена возможность применения в качестве АКМ плавких порошковых фторопластов.

Наибольшее практическое применение среди фторполимеров получил фторопласт-4 из-за своей исключительной химической инертности по отношению практически ко всем агрессивным средам и уникальных антифрикционных характеристик.

Фторопласт-4 – кристаллический полимер, с температурой плавления кристаллитов 327 °С и температурой стеклования аморфных участков от -100 до -120 °С. Даже при температуре выше температуры разложения (415 °С) фторопласт-4 не переходит в вязкотекучее состояние. Среди известных фторполимеров фторопласт-4 отличается стойкостью к воздействию различных сред, не разлагается под действием кислот, окислителей, щелочей, растворителей.

Имеется опыт применения покрытий из фторопластовых порошковых материалов для защиты от коррозии различного оборудования, работающего в агрессивных средах, а также в качестве антиадгезионных и термостойких покрытий. Так, на заводе полимеров Кирово-Чепецкого химического комбината применяется метод получения покрытий из фторопластов на металле. Накопленный опыт применения порошковых полимерных материалов подтвердил их высокую эффективность.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

При оценке надежности и безопасности резервуаров с различными дефектами чаще всего оценивается их остаточный ресурс [7]. Как известно, остаточный ресурс резервуаров непосредственно связан с защитной способностью АКП и его долговечностью в условиях старения при контакте с коррозионными средами. Чаще всего мерой качества покрытия является так называемый «срок службы» покрытия. Обычно под этим понимают отрезок времени от начала эксплуатации до замены покрытия на новое.

Известно, что скорость коррозионного износа непосредственно связана с адгезионной прочностью защитного покрытия и защищаемой поверхности. При наличии адгезированного с металлом АКП скорость коррозии низка. По мере распада адгезионной связи происходит отслаивание покрытия, и скорость коррозии резко возрастает.

Взяв за основу результаты опытных экспериментов, проведенных доктором технических наук МГТУ им. Н.Э. Баумана А.Ф. Пузряковым (таблица 1), можно сделать вывод, что практические результаты соответствуют теоретическому предположению. То есть применение технологии ВПН способствует повышению надежности и безопасности эксплуатации резервуаров за счет продления срока службы РВС, которое достигается повышением адгезионной прочности АКП [8].

Таблица 1. Методы нанесения покрытий и их основные технологические показатели

| Метод | Прочность сцепления | Стоимость энергозатрат, руб/м ² |
|---|---------------------|--|
| Газоплазменное напыление | 10–25 | 36,0 |
| Воздушно-плазменное напыление | 15–100 | 5,7 |
| Сверхзвуковое газоплазменное напыление | >80 | 144,0 |
| Сверхзвуковое воздушно-плазменное напыление | >80 | 22,8 |

Высокие значения адгезионной прочности объясняется тем, что высокая температура плазменной струи препятствует появлению различных пор и включений, неизбежных при любом другом способе нанесения покрытий.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Данная работа находится на стадии НИР. Существует необходимость в экспериментальном подтверждении качественных характеристик покрытий, наносимых методом ВПН.

Имеется договоренность с организацией «Полиплазма» (г. Санкт-Петербург), занимающейся напылением полимерных материалов на металлические поверхности, а также с лабораторией, в которой возможно исследование образцов с покрытием, нанесенным методом ВПН.

В настоящий момент произведен подбор материалов, которые могут быть использованы для нанесения АКП предлагаемым способом, а так же ведется подготовка стальных образцов под напыление покрытий.

По результатам практических испытаний, будут определены значения адгезии, твердости, пористости, сплошности, толщины плазменного покрытия и его коррозионной

стойкости. На основе полученных данных возможно произвести сравнение качественных характеристик ЛКП и покрытий, наносимых с помощью ВПН.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По сравнению с другими способами нанесения антикоррозионного покрытия воздушно-плазменный метод имеет ряд преимуществ: напыляемые покрытия характеризуются высокой степенью адгезии, устойчивостью к механическим воздействиям и низкой себестоимостью [9]. Кроме того, работа по нанесению антикоррозионного покрытия может быть перенесена в заводские условия, поскольку все конструктивные элементы РВС проходят подготовку на заводах резервуарных конструкций. Существует возможность дополнительной защиты зон сварки на монтажной площадке с применением мобильной установки плазменного напыления. Эту же технологию можно применить при капитальном ремонте резервуара.

Так же использование предлагаемых защитных покрытий и технологии их нанесения дает возможность снижения металлоемкости за счет снижения припуска на коррозию, а следовательно и снижения затрат на возведение резервуара.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Макаренко О.А. Ресурс стальных резервуаров: монография / О.А. Макаренко, В.В. Кравцов, И.Г. Ибрагимов. – Спб.: Недра, 2008.–200 с.
- [2] Технология диагностики вертикальных стальных резервуаров без снятия антикоррозионного покрытия / А.А. Тарасенко [и др.] // Тюменский государственный нефтегазовый университет Сер. Фундаментальные исследования. – 2014. – № 9. – С. 1703–1708.
- [3] Павлова К.Л. Антикоррозионные покрытия для резервуаров/ К.Л. Павлова, А.С. Сенотрусова, М.Ю. Санилов // World science: problem and innovation. – 2016. – С. 66 – 68.
- [4] Максимов Е.А. Современные технологии антикоррозионных покрытий металлопроката, трубопроводов и профилей: монография / Е.А. Максимов, Р.Л. Шаталов, П.П. Степанов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015.–332 с.
- [5] Обзор методов антикоррозионной защиты элементов ТЭК / А.П. Амосов [и др.] // Трубопроводный транспорт (теория и практика). – 2014. – № 3. – С. 24–28.
- [6] Воздушно-плазменное напыление коррозионно-стойких покрытий из сверхвысокомолекулярного полиэтилена/ В.А. Аверченко [и др.] //Технология машиностроения. – 2007. – № 8. – С. 40–44.
- [7] Макаренко О.А.. Оценочный расчет скорости утонения стенок стальных резервуаров / О.А. Макаренко, В.В. Кравцов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов.– 2009.– № 3. – С. 56 – 61.
- [8] Плугарь В.И. Повышение адгезионной прочности эпоксифенального покрытия к стальной поверхности диспергированием и модифицированием наполнителя / В.И. Плугарь, В.В. Кравцов, О.А. Макаренко // Вестник ОГУ. – 2007. – № 2. – С. 164 – 168.
- [9] Шевелева Т.А. Технико-экономическое обоснование применения лакокрасочных и металлизационных покрытий для антикоррозионной защиты резервуаров вертикальных стальных / Т.А. Шевелева, А.Н. Коркишко // TECHNICAL SCIENCES. – 2016. – № 12. – С. 1018 – 1023.

УДК 621.642.39

С. В. Буслаев¹, А. Г. Архиреев²

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРА С УСТАЛОСТНЫМ ДЕФЕКТОМ

¹АО «Транснефть-Западная Сибирь», г. Омск, Россия

²Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – В данной работе рассмотрено применение метода оценки развития усталостного дефекта для определения срока безопасной эксплуатации резервуара. Выполнен анализ существующей методики технического обследования и расчётной оценки остаточного ресурса резервуара. Представлен метод, основанный на остаточных напряжениях в вершине трещины, определяемых посредством программного комплекса ANSYS Workbench. Рассмотрено определение цикличности резервуара согласно нормативным документам, сделан вывод и возможности учёта изменений уровней разлива резервуара при расчёте остаточного ресурса.

Ключевые слова – остаточный ресурс, циклическое нагружение, остаточные напряжения, усталостная трещина

I. ВВЕДЕНИЕ

Техническое диагностирование резервуара заключается в выполнении комплекса мероприятий по техническому обследованию, дефектоскопии и обработке полученной информации, составлению заключения о техническом состоянии резервуара, расчёте остаточного ресурса и выдаче рекомендаций по дальнейшей эксплуатации [1].

Резервуар – конструкция, подвергающаяся циклическому нагружению, которое способствует развитию усталостных повреждений и образованию трещин, лавинообразному их раскрытию и, соответственно, разрушению конструкции. При этом под разрушением понимается образование сквозной трещины в элементе резервуара [1].

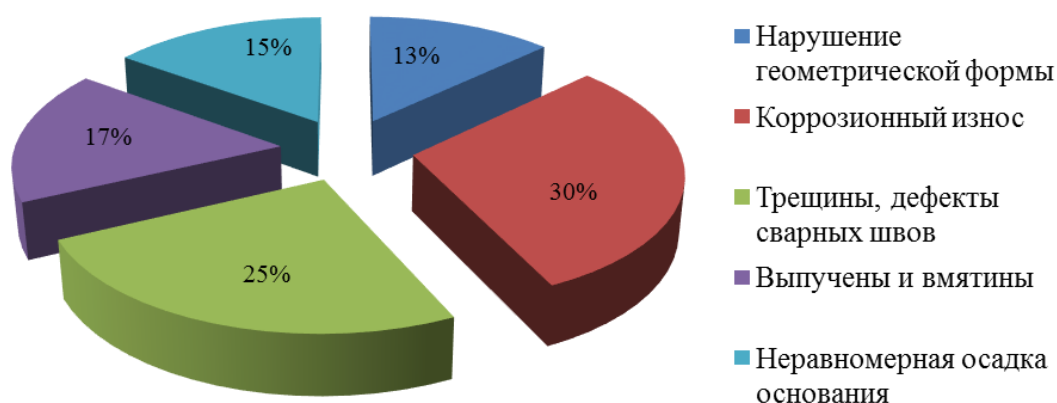


Рис.1. Дефекты и повреждения РВС, приводящие к авариям

Существующий резервуарный парк обладает некоторым запасом, который позволяет продлить время безопасной эксплуатации РВС после проведения технического обследования

и расчётной оценки остаточного ресурса. Поэтому расчёт срока безопасной эксплуатации резервуара с дефектом усталостной трещины является чрезвычайно актуальным вопросом.

На сегодняшний день определение остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров заключается в выполнении следующих операций:

- выявление дефектов конструкции путём проведения частичной или полной диагностики методами неразрушающего контроля;
- определение параметров и типов дефектов;
- определение напряжений в зоне дефектов посредством расчёта методом конечных элементов;
- расчёт остаточного ресурса на основании значений напряжений в зоне дефектов и скорости роста усталостной трещины [1].

Подобная методика может быть усовершенствована посредством использования математической модели, позволяющей учесть все циклы нагружения конструкции резервуара при различных уровнях взлива.

III. ТЕОРИЯ

Определяющей эксплуатационной нагрузкой при расчёте остаточного ресурса резервуара с усталостным дефектом является циклически изменяющийся уровень взлива.

Поскольку все нормальные напряжения впереди фронта трещины имеют высокие значения, было принято считать мерой хрупкого разрушения в вершине трещины среднее напряжение [3]

$$\sigma_0 = \frac{\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z}{3}, \quad (1)$$

где сумма $\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z$ – первый инвариант тензора напряжений.

Мерой хрупкого разрушения за один цикл нагружения принято считать разность средних напряжений при нагрузке и разгрузке [3]

$$\Delta\sigma_0 = \sigma_0^{(+)} - \sigma_0^{(-)}. \quad (2)$$

В процессе эксплуатации резервуар испытывает переменные циклы нагружения, следовательно, скорость роста усталостной трещины переменна, тогда (приращение размера трещины за один цикл нагружения определится как

$$\frac{da}{dN} = f(\Delta\sigma_0). \quad (3)$$

В настоящее время расчет остаточного ресурса производят, как правило, только для стадии стабильного роста усталостной трещины, с использованием степенной зависимости Пэриса:

$$\frac{da}{dN} = C(\Delta K_1)^n, \quad (4)$$

где C, n – механические характеристики материала.

В ходе данной работы было выявлено, что формула для определения скорости роста усталостных трещин, основывается на определении изменения величины напряжений за цикл нагружения впереди фронта трещины:

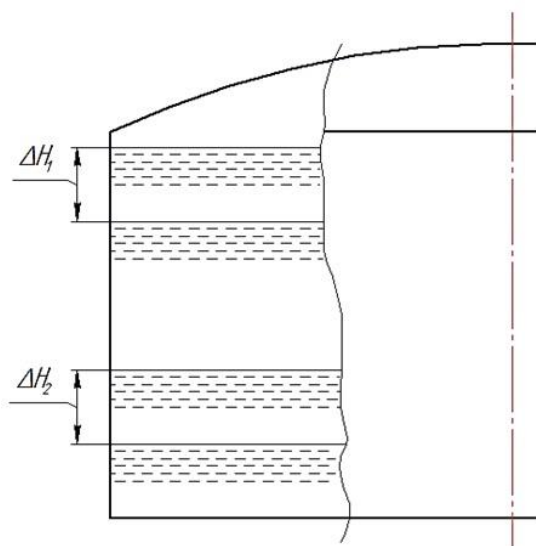
$$\frac{da}{dN} = C_1 (\Delta K_{\sigma_0})^{n_1}; \quad (5)$$

$$\Delta K_{\sigma_0} = \Delta \sigma_0 \sqrt{2\pi r}, \quad (6)$$

где C, n – постоянные Пэриса для исследуемого материала;
 ΔK_{σ_0} – размах коэффициента интенсивности напряжений при одноосных испытаниях;
 r – расстояние от вершины трещины до точки, в которой вычислена величина $\Delta \sigma_0$.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Согласно руководящим документам цикличность нагружения резервуара – количество случаев изменения уровня взлива в резервуаре в течение года, при отношении разницы между начальным и конечным уровнем взлива к высоте стенки резервуара более чем 0,2 [1]. Однако изменение нагрузки в зоне дефекта различно при совершении циклов с одинаковым ΔH (и, соответственно, одинаковых $\Delta \sigma_0$), но разных начальных уровнях взлива (рис.2). Что отражается на значениях остаточных напряжений в вершине трещины, которые оказывают различное влияние на развитие дефектов резервуара. В случае возникновения сжимающих остаточных напряжений в вершине трещины, скорость роста трещины уменьшается, в случае возникновения растягивающих остаточных напряжений – увеличивается [3].



$$\sigma_{01}^{(+)} - \sigma_{01}^{(-)} = \Delta \sigma_{01} (\Delta H_1)$$

$$\sigma_{02}^{(+)} - \sigma_{02}^{(-)} = \Delta \sigma_{02} (\Delta H_2)$$

$$\Delta \sigma_{02} (\Delta H_2) = \Delta \sigma_{01} (\Delta H_1)$$

$$\sigma_{01}^{(+)} \neq \sigma_{02}^{(+)}$$

$$\sigma_{01}^{(-)} \neq \sigma_{02}^{(-)}$$

Рис.2. Изменение уровней взлива в резервуаре

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Учесть данные обстоятельства и тем самым оптимизировать результат расчёта остаточного ресурса предлагается посредством создания модели резервуара с усталостной трещиной в программном комплексе ANSYS Workbench (рис. 3) [2]. Программный продукт

позволяет рассчитать рост усталостной трещины при циклическом нагружении, скорость которого определяется из условия предельной поврежденности металла у вершины дефекта.

Математическая модель учитывает различного рода нагрузки, соответствующие реальным циклам нагружения. Выполнив анализ результатов можно сделать вывод о дальнейшем развитии дефекта и соответственно определить срок безопасной эксплуатации конструкции.

В предлагаемой модели учитывается тот факт, что по завершении цикла нагружения после разгрузки, резервуар возвращается в «исходное состояние», но в нем, в области несквозной трещины, возникают остаточные напряжения, которые оказывают различное влияние на трещиностойкость резервуара.

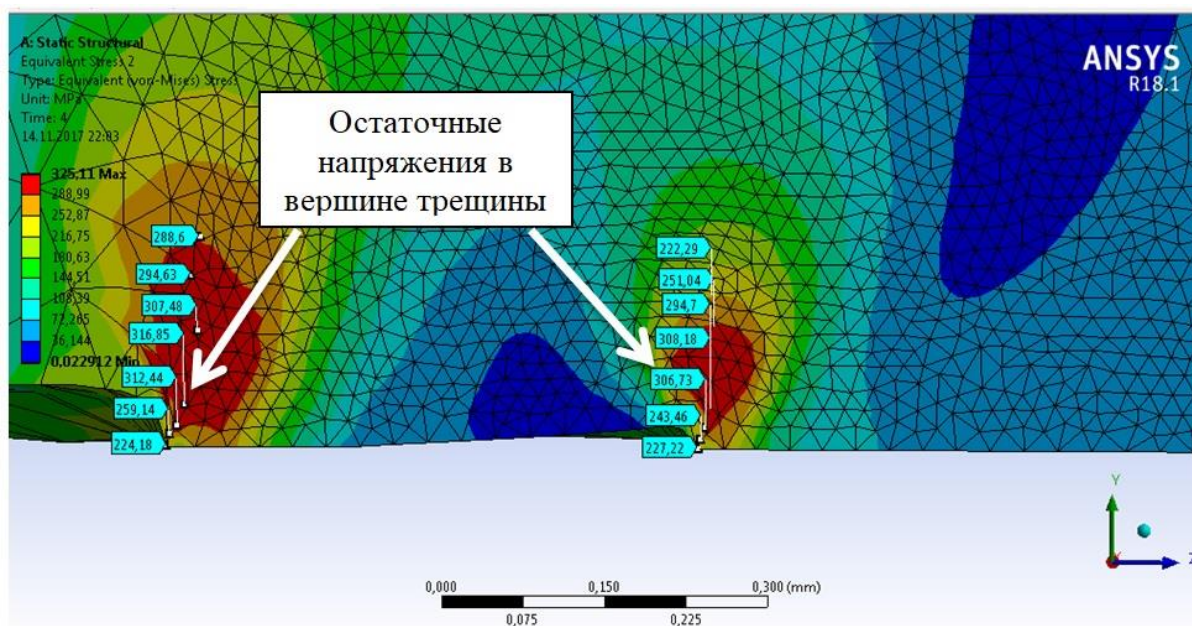


Рис.3. Остаточные напряжения в вершине трещины

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применяемый сегодня подход к определению остаточного ресурса предусматривает значительные коэффициенты запаса, которые могут быть пересмотрены на основании предложенного метода, который является средством оптимизации определения срока безопасной эксплуатации резервуара, позволяет прогнозировать развитие усталостных дефектов и выполнять оценку срока безопасной эксплуатации резервуара.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] РД-23.020.00.-КТН-296-07 Руководство по оценке технического состояния резервуаров ОАО «АК «Транснефть». Введ. 2007-11-02. М, 2007 Ч.1. 135 с.
- [2] Семин, Е.Е. Использование программных ком-плексов при оценке технического состояния и проектирование ремонтов вертикальных стальных резервуаров / Е.Е. Семин, А.А. Тарасенко // Трубопроводный транспорт. Теория и практика.– 2006.–№4(6).– С. 85–87.
- [3] Определение и учет циклов нагружения магистрального нефтепровода / Чепурной О.В. [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.–2015.– № 3(19).– С. 23–29.

УДК 621.643.2

Р. Н. Шакиров

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТРУБ ИЗ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Аннотация – Опыт эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов для транспортировки флюидов нефти и газа показывает, что основным фактором, негативно влияющим на эксплуатационную надёжность промышленного трубопровода, является внутритрубная коррозия и соответственно коррозионные повреждения объектов внутрипромыслового трубопроводного транспорта. Отсутствие достаточного количества информации по эксплуатации в Российской Федерации существующих промышленных трубопроводов из композитных материалов, как и достаточного объёма данных о проектировании и сооружении таких трубопроводных систем, не позволяет разработать необходимую нормативную базу и, соответственно, мешает широкому внедрению композитных трубопроводов в нефтяную и газовую промышленность страны. В данной работе приводятся данные по проектированию, сооружению и эксплуатации трубопроводных систем из композитных материалов в Канаде (Альберта). Целью исследования является сбор и систематизация данных по проектированию, сооружению и эксплуатации трубопроводов из композитных материалов для дальнейшей разработки надёжной нормативной базы, необходимой для широкого использования композитных трубопроводов в нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

Ключевые слова – композит, внутрипромысловый трубопровод, промышленный трубопровод, композитный материал, коррозионная стойкость

I. ВВЕДЕНИЕ

Композиционный или композитный материал (КМ), композит — это материал, созданный из двух и более компонентов, как правило, из пластичной основы (матрицы), армированной наполнителями, обладающими высокой прочностью, жесткостью и т.д. Изделия из такого материала можно встретить в самых разнообразных отраслях промышленности. В Российской Федерации композиты используются в таких отраслях как: авиационная, строительная, нефтяная, химическая и атомная промышленности.

Применение нефтяной и газовой промышленностью КМ труб (КМТ), труб нового поколения, в Российской Федерации значительно отстаёт от мирового уровня, особенно Северо-Американского.

Производством труб из композитных материалов и сооружением трубопроводов в мировой практике занимаются уже больше полувека. Первыми производителями стали американские компании — в конце 40-х годов XX они приступили к выпуску труб из стеклопластика в индустрии водоснабжения. Также, композит имеет невероятно широкую сферу применения.

За последние 15 лет в Северной Америке решение о сооружении промышленных трубопроводов для транспортировки флюидов нефти и газа из стандартной углеродистой стали, а не КМТ, должно быть в большинстве случаев обосновано технически (прежде всего с точки зрения коррозионной стойкости) и экономически. Другими словами, североамериканские нефтяные компании при сооружении промышленных трубопроводов для транспортировки углеводородных (нефти и газа) флюидов рассматривают КМТ по умолчанию.

На данный момент, в Северной Америке накоплен достаточный опыт, необходимая статистика и фактические данные по проектированию, сооружению и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта из КМТ. На основании этих данных, органы надзора промышленной безопасности различных отраслей промышленности США и Канады разработали отраслевые нормы по применению трубопроводов КМТ в различных отраслях промышленности [1–14].

Также необходимо отметить, что в апреле 2017 года Ассоциация производителей нефти и природного газа Канада (САРР) издало 5-ую редакцию [1] руководящего документа по применению КМТ (не-металлических труб) для широкого применения не только организациями-заказчиками и подрядными организациями, но и органами технического надзора Канады.

В данной работе приводятся данные по проектированию, сооружению и эксплуатации трубопроводных систем из композитных материалов в Канаде (Альберта).

Целью исследования является сбор и систематизация данных по проектированию, сооружению и эксплуатации трубопроводов из композитных материалов для дальнейшей разработки надёжной нормативной базы необходимой для широкого использования композитных трубопроводов в нефтяной и газовой промышленности страны.

II. ТЕОРИЯ

Опыт эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов для транспортировки мультифазных флюидов нефти и газа от скважин до пунктов первичной подготовки на месторождениях нефти и газа показывает, что основным фактором, негативно влияющим на эксплуатационную надёжность промыслового трубопровода, является внутритрубная коррозия и соответственно коррозионные повреждения объектов внутрипромыслового трубопроводного транспорта. Отсутствие достаточного необходимого количества информации по эксплуатации в Российской Федерации существующих промысловых трубопроводов из композитных материалов, как и достаточного необходимого объёма данных по проектированию и сооружению таких трубопроводных систем, ограничивает возможности для полноценной разработки необходимой надёжной нормативной базы и, соответственно, мешает широкому внедрению композитных трубопроводов в нефтяную и газовую промышленность страны.

Научно-исследовательская работа и последующее внедрение трубопроводов КМТ в Северной Америке было ответом индустрии трубопроводного транспорта на решение проблемы отказов трубопроводов, связанных с коррозией внутренней полости трубы. В процессе разработки также было уделено внимание пониженной шероховатости внутренней поверхности трубопроводов КМТ, что снижает потери давления потока, связанных с трением флюида о стенку трубы, и что в свою очередь увеличивает мощность (пропускную способность) трубопровода.

Сравнительные показатели шероховатости и данные по фактору Хазена — Вильямса для трубопровода КМТ и традиционного стального трубопровода [1] представлены в Таблице 1.

На данный момент, разработанные органами надзора промышленной безопасности США и Канады на основании научно-исследовательской работы и данных по

проектированию, сооружению и эксплуатации объектов КМТ, отраслевые нормы по применению трубопроводов КМТ в различных отраслях промышленности в Северной Америке позволяют произвести для целей данной работы классификацию КМТ по типу в следующем виде:

- штучная КМТ;
- КМТ в бухте.

Нужно отметить, что пластиковые трубы из полиэтилена высокого давления (ПВД) и низкого давления (ПНД) в объём данной работы включены только для целей сравнения.

Таблица 1. Шероховатость и фактор Хазена — Вильямса для стальной трубы и КМТ

| Материал трубы | Шероховатость, мм | Фактор Хазена — Вильямса |
|---------------------------|-------------------|--------------------------|
| Сталь, новая труба | 0,040 | 130-140 |
| Сталь, с легкой коррозией | 0,400 | 100 |
| Сталь, ржавая поверхность | 3,400 | 60-80 |
| Композитный материал (КМ) | 0,005 | 150 |

На рис. 1 представлена транспортировка одним грузовым автомобилем на трассу трубопровода более 9 км КМТ в бухтах.

На рис. 2 представлено складирование штучных КМТ на производственном складе на заводе-изготовителе.

Опыт эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов для транспортировки мультифазных флюидов нефти и газа от скважин до пунктов первичной подготовки на месторождениях нефти и газа США и Канады показывает, что область применения трубопроводов КМТ широка и может включать в себя следующие объекты трубопроводного транспорта на месторождениях (Upstream) нефти и газа:

- внутрипромысловые трубопроводы для транспорта мультифазных нефтяных эмульсий;
- внутрипромысловые трубопроводы для транспорта флюидов природного газа;
- внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД);
- промысловые трубопроводы систем водоотвода и дренажа;
- промысловые трубопроводы систем водоснабжения;
- трубопроводы подземной прокладки пожарных систем и систем водотушения.

Диаметры D_N трубопроводов КМТ, эксплуатируемых на месторождениях нефти и газа в Северной Америке, D_N находятся в пределах от 50 мм (NPS 2) до 1200 мм (NPS 48) для штучных КМТ и от 50 мм (NPS 2) до 200 мм (NPS 8) для КМТ в бухте. Необходимо заметить, что наружный диаметр КМТ в бухте может варьироваться в зависимости от производителя, т.к. наружный диаметр КМТ формально не стандартизирован.



Рис. 1. Транспортировка КМТ в бухтах



Рис. 2. Штучная КМТ

Рабочее давление P_N трубопроводов пропорционально диаметру и толщине стенки трубы, поэтому рабочее давление трубопроводов КМТ, эксплуатируемых на месторождениях нефти и газа в США и Канады, P_N достигает 20 МПа для маленьких диаметров и варьируется от 1 МПа до 2 МПа для больших диаметров.

Основные параметры КМТ и сравнительная характеристика с традиционными полиэтиленовыми и стальными представлена в таблице 2.

В дополнение к вышеперечисленному необходимо отметить, что вес КМТ больших диаметров в кратное количество раз меньше своих стальных аналогов.

Таблица 2. Основные параметры КМТ и традиционной трубной продукции

| № | Параметры | КМТ (штучная) | КМТ(в бухте) | ПВД | Стальная ¹ |
|---|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------------|
| 1 | Диаметр трубы D_H , мм (min) ² | 50 ¹ | 50 ¹ | 32 ¹ | 21,3 |
| 2 | Диаметр трубы D_N , мм (max) | 1200 | 200 | 2500 | 1524 ³ |
| 3 | Давление P_N , МПа (max) | 20,0 | 20,0 | 8,0 | X ⁴ |
| 4 | Длина трубы l , м (max) | 30 | 700 | 30 | 30 ⁵ |
| 5 | Максимальная температура $T_{\text{макс}}$, °С | 65-100 | 82 | 100 | X ⁶ |

Примечания:

1 – размер труб из легированной стали по API 5L Specification for Line Pipe. 46th Edition и по CSA Z245.1-18 Steel pipe;

2 – приведены стандартизированные размеры диаметра;

3 – меньшие диаметры могут быть изготовлены по специальному заказу;

4 – определяется расчётным путем по формуле Барлоу;

5 – длина кратна 6,0 м (20 футов);

6 – практические лимиты отсутствуют

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Широкое внедрение использования трубопроводов КМТ как внутрипромысловых трубопроводов с целью транспортировки флюидов нефти и газа от скважин до пунктов первичной подготовки на месторождениях нефти и газа Северной Америки также было обусловлено, помимо фактора решения коррозионной проблемы и соответствующего снижения эксплуатационных затрат (ЭЗ / ОРЕХ), и значительным экономическим эффектом в вопросах капитальных вложений (КВ / CAPEX) и стоимости строительного производства по сооружению линейной части объектов трубопроводного транспорта при замене традиционных стальных труб.

Экономия финансовых средств, времени и периода производства, людских ресурсов, оборудования, механизмов, материалов и накладных расходов производства, в дополнение к техническим преимуществам, при применении КМТ затрагивает практически все виды производственной деятельности по сооружению и эксплуатации промысловых трубопроводов для транспортировки флюидов нефти и газа.

Перечислить виды производственной деятельности, которые не изменяются при применении КМТ, представляется гораздо более простой задачей, чем перечислить виды работ, стоимость которых снижается значительно или отсутствует вообще, т.к. потребность данного вида работ исчезает полностью, как, например, электродуговой сварки трубопроводов с последующим необходимым неразрушающим контролем.

Ниже кратко перечислены наиболее дорогостоящие виды производственной деятельности по сооружению объектов нефтяной и газовой промышленности, стоимость которых снижается значительно или отсутствует полностью при применении КМТ:

- монтаж трубопроводов (значительная экономия КВ / CAPEX, т.к. полностью отсутствуют процессы сварки и неразрушающего контроля при сооружении трубопроводов КМТ);
- антикоррозионная изоляция трубопроводов (значительная экономия КВ / CAPEX, т.к. полностью отсутствует необходимость как в наружной, так и внутренней антикоррозионной (АК) изоляции, и, соответственно, отсутствие потребности в электрохимической защите (ЭХЗ));
- антикоррозионная программа (значительная экономия ЭЗ / ОРЕХ, т.к. практически полностью отсутствует вопрос коррозии); и
- программа очистки внутренней полости и диагностики трубопровода (значительная экономия ЭЗ / ОРЕХ, т.к. полностью отсутствует необходимость применения очистных устройств и приборов диагностики).

Все статьи затрат и факторы, влияющую и составляющие структуру КВ / CAPEX и ЭЗ / ОРЕХ, в краткой форме представлены в таблице 3.

Таблица 3. Сравнительные характеристики КВ / САРЕХ и ЭЗ / ОРЕХ
трубопровода КМТ и традиционной трубной продукции

| № | Вид затрат и/или работ | Материал труб трубопровода | | Примечание |
|--|--|----------------------------|----------------|---|
| | | сталь | композит | |
| 1. КВ / САРЕХ | | | | |
| 1.1 | Погрузо-разгрузочные работы | V | - ¹ | Масса труб |
| 1.2 | Транспортировка | V | - ¹ | Масса труб |
| 1.3 | Складирование и хранение | V | - ² | КМТ в бухтах |
| 1.4 | Разработка траншеи | V | - ³ | Возможна бестраншейная прокладка |
| 1.5 | Монтаж | V | - ⁴ | КМТ в бухтах |
| 1.6 | Сварка | V | - ⁵ | |
| 1.7 | Неразрушающий контроль | V | - ⁵ | |
| 1.8 | Наружная АК изоляция | V | - ⁵ | |
| 1.9 | Внутренняя АК изоляция | V | - ⁵ | |
| 1.10 | Система ЭХЗ | V | - ⁵ | |
| 1.11 | Интерференция ЭХЗ (кожух) | V | - ⁵ | |
| 1.12 | Требования к минимальной температуре при ликвидации технологических разрывов | V | - ⁵ | |
| 1.13 | Коррозионные купоны | V | - ⁵ | |
| 1.14 | Камеры СОД | V | - ⁴ | |
| 2. ЭЗ / ОРЕХ | | | | |
| 2.1 | Потери давления на трение | V | - ⁴ | Шероховатость труб |
| 2.2 | Внутренняя коррозия | V | - ² | КМТ в бухтах |
| 2.3 | Наружная коррозия | V | - ⁵ | |
| 2.4 | Очистка полости | V | - ⁴ | |
| 2.5 | Внутритрубная диагностика | V | - ⁵ | |
| 2.6 | Огневые работы при ремонте | V | - ⁵ | |
| 2.7 | Многократное использование | - | V | |
| 2.9 | Использование сегментов | - | V | |
| 2.10 | Демонтаж | V | - ² | |
| 3. Общие затраты на трубопровод на протяжении всего цикла | | | | |
| | Общий объем затрат КВ / САРЕХ и ЭЗ / ОРЕХ | 12,7X | X | На примере Ду=150 mm 20 лет эксплуатации в Альберте |
| Примечания: | | | | |
| 1 масса погонной единицы длины КМТ в 4-5 раз меньше, чем масса погонной единицы длины стальной трубы аналогичного диаметра (варьируется в зависимости от диаметра и давления трубопровода); | | | | |
| 2 стандартная практика поставки КМТ в бухтах длиной до 700 м (варьируется в зависимости от диаметра и давления трубопровода); | | | | |
| 3 применение плужных устройств зависит от характеристик грунта вдоль трассы трубопровода; | | | | |
| 4 минимальная шероховатость внутренней поверхности КМТ улучшает параметры гидравлического режима истечения флюидов, и практически исключает возможность отложения веществ, негативно влияющих на параметры гидравлического режима истечения флюидов, на внутренней поверхности трубопровода; | | | | |
| 5 при применении труб КМТ понятие «коррозия трубопровода» отсутствует полностью | | | | |

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

На основе собранных статистических данных по сооружению и эксплуатации трубопроводов, AER – орган надзора промышленной безопасности провинции Альберта, Канада – провел анализ по всем видам трубопроводов за последние 15 лет, который показывает, что производители КМТ достигли необходимого уровня надёжности трубопроводов КМТ аналогичного традиционным стальным трубопроводам.

На рис. 3 представлена статистика AER [1] по количеству отказов трубопроводов в зависимости от материала трубы.

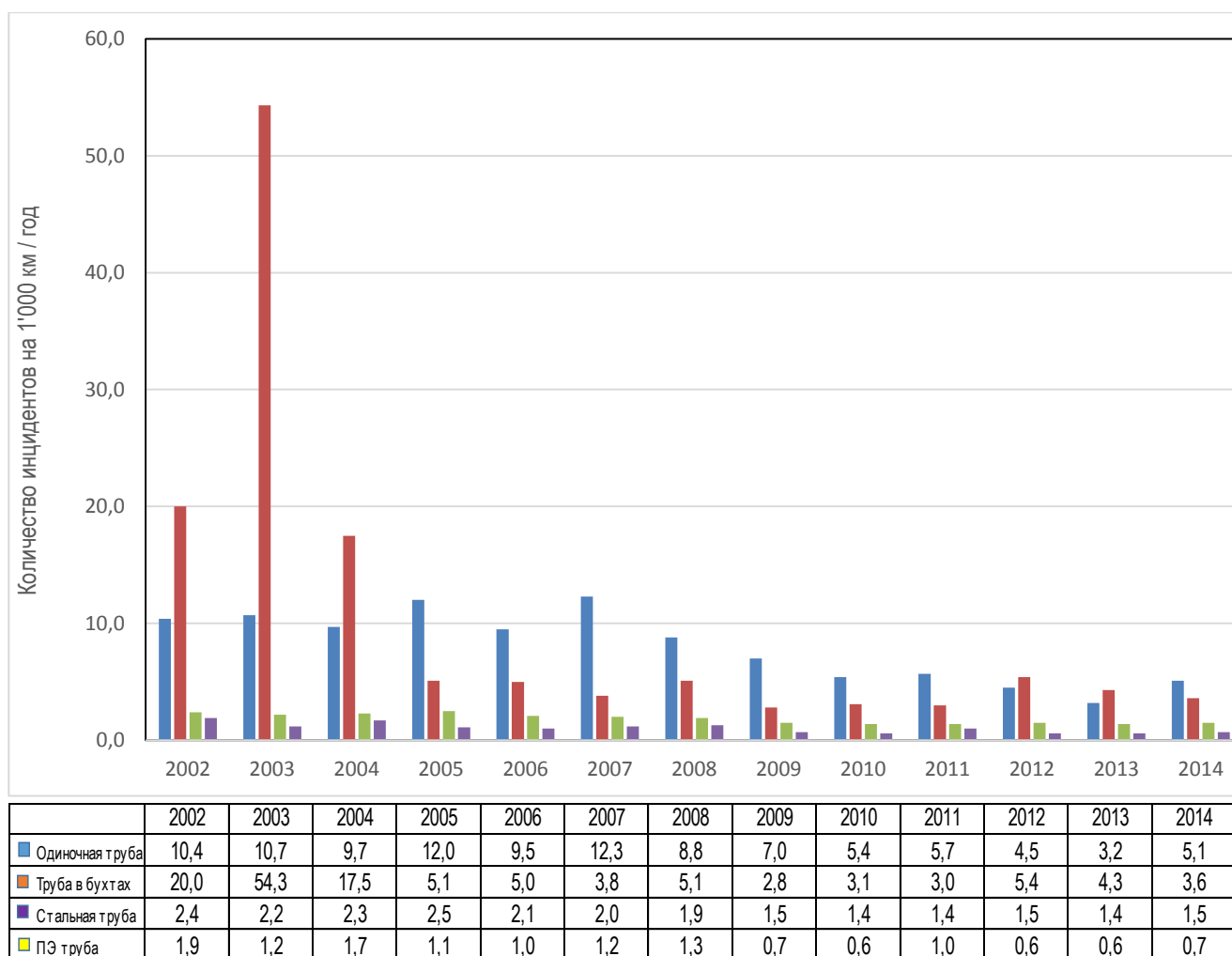


Рис. 3. Частота отказов в зависимости от материала трубы

Помимо вышеперечисленных статистических данных документ SAPP [1] представляет фактические данные по другим различным параметрам, необходимых для промышленной безопасности трубопроводов, включая данные по проектированию, сооружению и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта из КМТ. На данный момент, существует значительное количество другой технической документации, изданной в Северной Америке и доступной для широкой публики, представляющей необходимую информацию по различным аспектам вопросов проектирования, сооружения и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта из КМТ.

Также AER – орган надзора промышленной безопасности провинции Альберта, Канада – проведён анализ за последние 15 лет по видам отказов трубопроводов КМТ в бухтах и трубопроводах, сооружённых из штучных КМТ.

На рис. 4 представлена статистика AER [1] по видам отказов трубопроводов КМТ в бухтах.

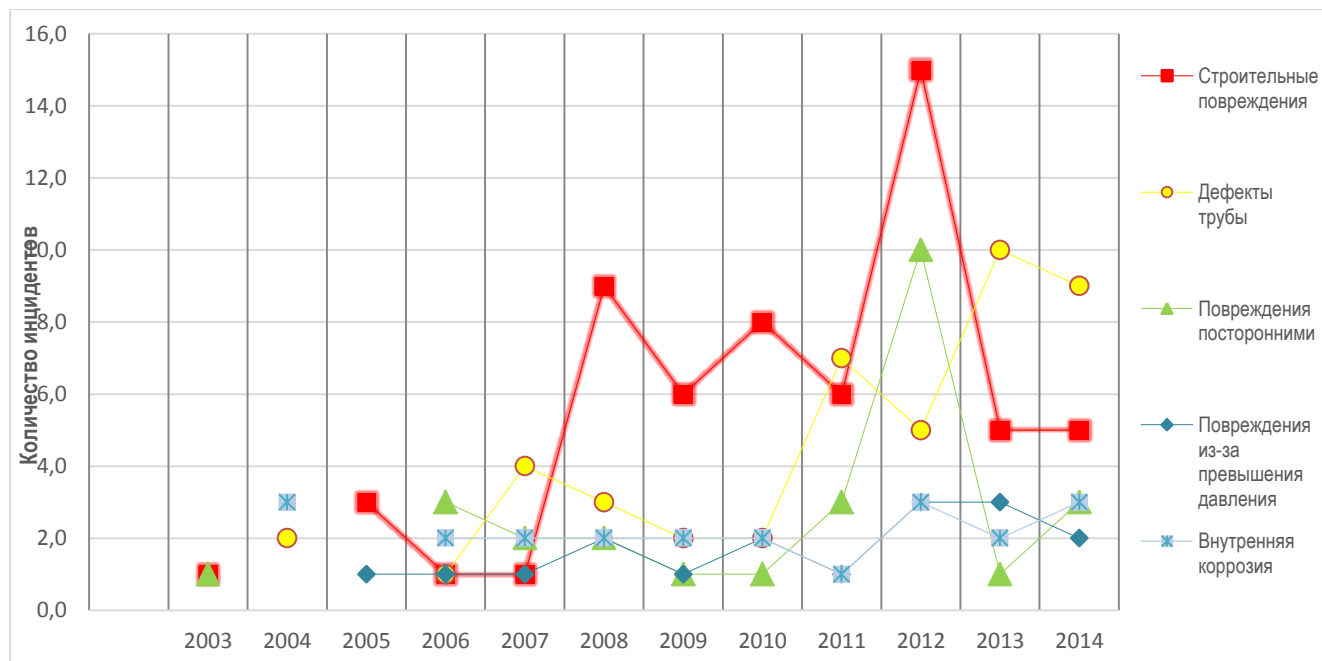


Рис. 4. Частота отказов КМТ в бухтах по видам

На рис. 5 представлена статистика AER [1] по видам отказов трубопроводов, сооружённых из штучных КМТ.

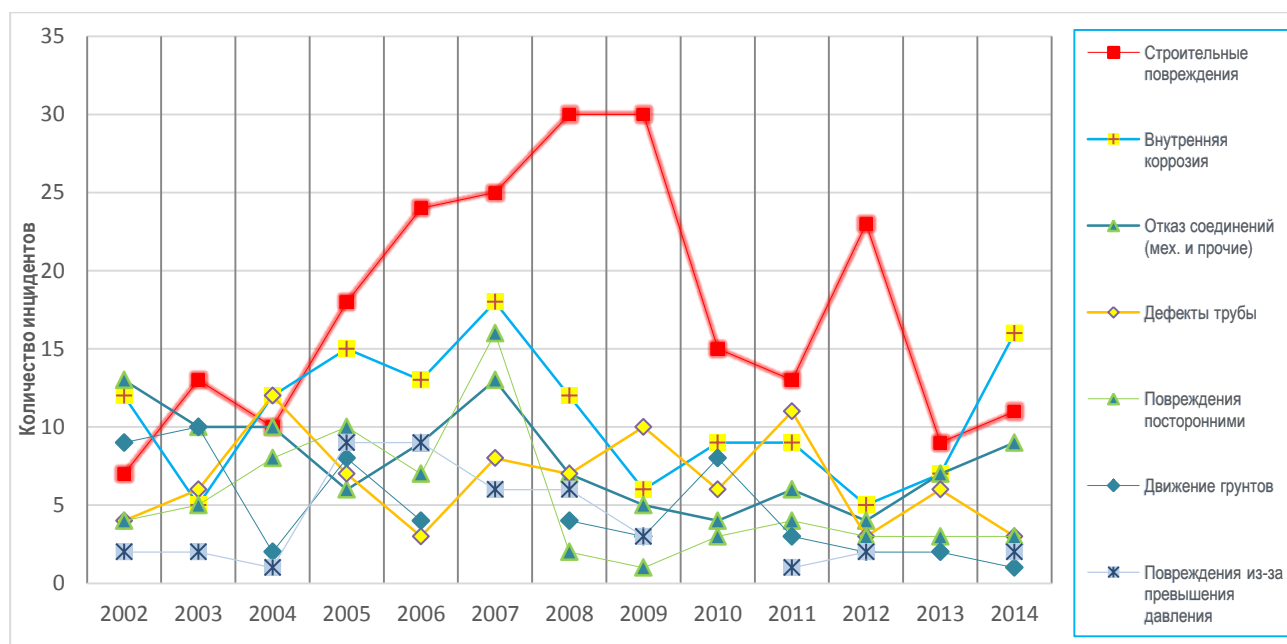


Рис. 5. Частота отказов штучных КМТ по видам

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Имеющиеся и доступные широкой публике, статистические фактические данные по проектированию, сооружению и эксплуатации КМТ трубопроводов в Северной Америке, (особенно в Канаде, как страны с аналогичными климатическими условиями), могут быть «россифицированы», т. е. систематизированы и классифицированы по следующим категориям:

- требования по промышленной безопасности в Российской Федерации;
- соответствие и интегрированность с существующей нормативной базой;
- мощность трубопровода и гидравлические расчеты;
- материалы, соединительные части (соединение) и компоненты;
- напряжённо-деформированные состояния;
- неразрушающий контроль и контроль разрушающими методами; и
- эксплуатация и программы обеспечения надёжности трубопроводов.

Данная методология «россифицирования» позволит ускорить создание надёжной нормативной базы, и последующего дальнейшего внедрения и широкого использования трубопроводов КМТ в нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), 2017-0005. Use of Reinforced Composite Pipe (Non-Metallic Pipelines) – April/2017.
- [2] Alberta Energy Regulator (AER), 2016. Directive 056 Process for Pipeline Applications of Fiberspar, Flexpipe, Flexcord or Flexsteel Composite Pipelines.
- [3] American Petroleum Institute, 2016. API 15HR, Specification for High Pressure Fiberglass Pipe.
- [4] American Petroleum Institute, 2014. API 17J, Specification for Unbonded Flexible Pipe.
- [5] American Petroleum Institute, 2016. API 15S, Spoolable Reinforced Plastic Line Pipe.
- [6] American Water Works Association, 2013. AWWA Manual M45, Fiberglass Pipe Design.
- [7] American Water Works Association, 2013. AWWA Standard C950, Fiberglass Pressure Pipe.
- [8] ASME International, 2014. ASME B 31.3, Process Piping.
- [9] ASTM International, 2012. ASTM D 2992, Standard Practice for Obtaining Hydrostatic or Pressure Design Basis for “Fiberglass” (or Glass-Fiber Reinforced-Thermosetting-Resin) Pipe and Fittings.
- [10] ASTM International, 2014. ASTM D 3839, Standard Guide for Underground Installation of “Fiberglass” or (Glass Fiber Reinforced Thermosetting Resin) Pipe.
- [11] Canadian Standards Association, 2015. CSA Z662-15, Oil and Gas Pipeline Systems.
- [12] Canadian Standards Association, 2014. CSA Z245.30-14, Field-applied External Coatings for Steel Pipeline Systems.
- [13] International Organization for Standardization, 2002. ISO 14692, Parts 1-4, Glass Reinforced Plastics (GRP) Piping.
- [14] NACE International, 2007. SP0178, Standard Practice for Design, Fabrication, and Surface Finish Practices for Tanks and Vessels to Be Lined for Immersion Service.

УДК 621.643.2

О. В. Смородова, С. В. Китаев

ЗАТРАТЫ НА ПОДДЕРЖАНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В РАБОТОСПОСОБНОМ СОСТОЯНИИ

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Аннотация – В настоящее время на собственные нужды для передачи газа по системе газопроводов расходуется 11 % магистрального природного газа. Одним из наиболее важных факторов, определяющих затраты газа на собственные нужды, является гидравлическая гладкость газопроводов. Статья посвящена оценке экономического эффекта за счет отсутствия коррозионного разрушения труб системы при их замене альтернативным исполнением из композитных материалов. Расчеты затрат на поддержание стальных газопроводов в работоспособном состоянии для магистральных газопроводов DN1400 выполнены по отраслевым методикам. Дана оценка минимально гарантированного эффекта при реализации мероприятия на одной дистанции между последовательными компрессорными станциями одного из подразделений ПАО «Газпром».

Ключевые слова – шероховатость, внутритрубная диагностика, затраты, эффективность

I. ВВЕДЕНИЕ

Основной частью газотранспортной системы (ГТС) России являются магистральные газопроводы (МГ). На момент окончания 2017 г. протяженность магистральных газопроводов составила 172,1 тыс.км. Транспорт природного газа обеспечивается нагнетателями компрессорных станций (КС). В подавляющем большинстве случаев – 86% по мощности оборудования - приводом нагнетателей служат газовые турбины. Энергетическая эффективность ГТС определяется затратами природного газа на привод газоперекачивающих агрегатов (ГПА), которые напрямую связаны с гидравлическими характеристиками газопроводов. По итогам 2017 г. на привод ГПА израсходовано 11% (60 млрд.м³) магистрального газа.

II. ТЕОРИЯ

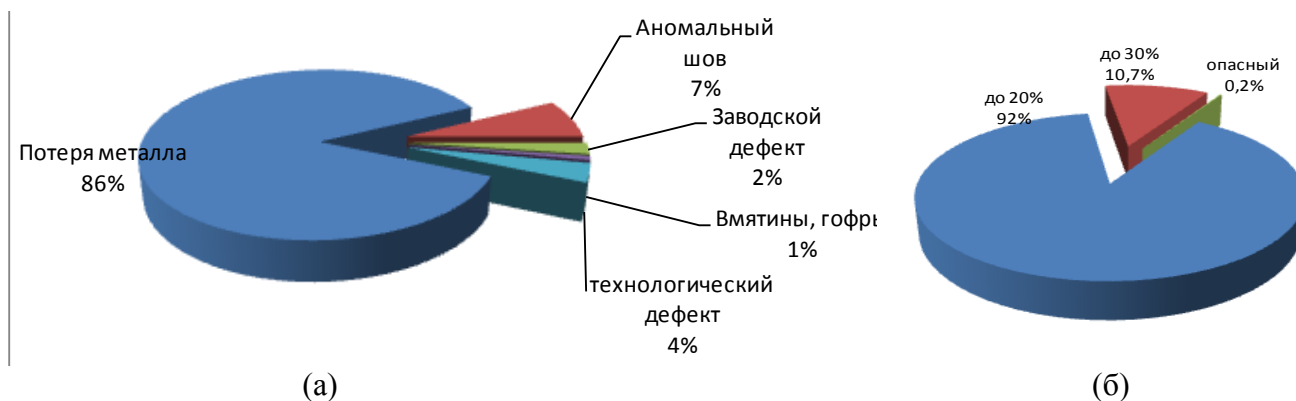
Одним из гидравлических показателей, влияющих на энергетическую эффективность магистральной газопроводной системы, является шероховатость внутренней поверхности трубы. В настоящее время практически все МГ выполнены из стальных труб. В соответствии с требованиями [1], шероховатость стальных труб составляет $K_3=0,03$ мм. Существуют несколько альтернатив стальным газопроводам:

- трубы с внутренним гладкостным эмалевым покрытием ($K_3=0,01$ мм) [2];
- трубы с внутренним гладкостным нанопокрытием ($K_3=0,005$ мм);
- трубы из композитных материалов ($K_3=0,0015$ мм) [3].

Использование газопроводов с внутренними антифрикционными покрытиями снижает гидравлическое сопротивление системы. При этом остается необходимым весь комплекс работ по нивелированию коррозионного воздействия внешних агрессивных факторов на трубу.

Преимуществами композитных трубопроводов являются долговечность (до 100 лет эксплуатации) и прочность [4] даже в сейсмически активных районах строительства. Кроме того композитная газопроводная труба позволяет обеспечить оптимальные режимы ГПА в смысле потребления топливного газа на собственные нужды и исключить коррозионное разрушение газопроводов и необходимость регулярной внутритрубной диагностики (ВТД).

В статье рассмотрены вопросы моделирования экономического эффекта от применения композитных газопроводов DN1400 за счет исключения затрат на регулярную ВТД и ремонт (или замену) поврежденных коррозией стальных труб (отдельных участков). Оценка степени разрушения газопроводов внешней коррозией выполнена на основе анализа протоколов ВТД МГ одного из Дочерних обществ ПАО «Газпром» [5]. При сроке эксплуатации МГ 36–38 лет суммарное количество дефектов составило около 20000 штук на участке суммарной протяженностью около 1200 км (около 19% диагностированных участков). Причем 86% из них (рис.1 а) – это внешнее коррозионное разрушение газопровода. К категории «опасных» отнесены 76 дефектов, которые были сразу устранены (рис.1 б).



а – по типу дефекта б – по глубине коррозии
Рис.1. Структура дефектов магистральных газопроводов

В расчетах был учтен характер функции плотности распределения отказов. Авторами [6] было установлено, что функция распределения вероятности отказа подчиняется закону Вейбулла, согласно которому плотность распределения вероятности отказа описывается функцией в зависимости от времени эксплуатации t , млн. час:

$$f(t) = \lambda_0 \cdot \alpha \cdot t^{\alpha-1} \exp(-\lambda_0 \cdot t^\alpha).$$

При этом вероятность безотказной работы за время t составит:

$$P(t) = \exp(-\lambda_0 \cdot t^\alpha),$$

где $\lambda_0 = 6,66 \cdot 10^6$ и $\alpha = 13,064$ – параметры распределения [6].

Полные удельные затраты Z_Σ , млн.руб./((км·ВТД)), которые необходимо минимизировать, определены суммированием по формуле [7]:

$$Z_\Sigma = Z_p + Z_{\text{ВТД}} + Z_{\text{ш}} + Z_o,$$

где Z_p - удельные затраты на ремонт участка;

$Z_{\text{ВТД}}$ - удельные затраты на проведение внутритрубной диагностики;

$Z_{\text{ш}}$ - удельные затраты на проведение обследования в шурфах;

Z_o - удельные затраты на ликвидацию последствий возможных отказов.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Результаты расчетов показали, что минимальные затраты на поддержание газопроводов в работоспособном состоянии (возраст газопроводов около 35 лет) составляют 0,144 млн.р/км на 1 цикл проведения ВТД. Структура затрат приведена на рис. 2.

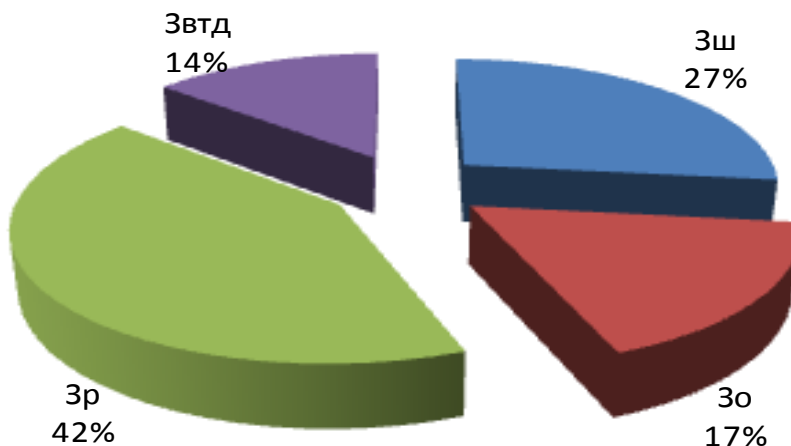


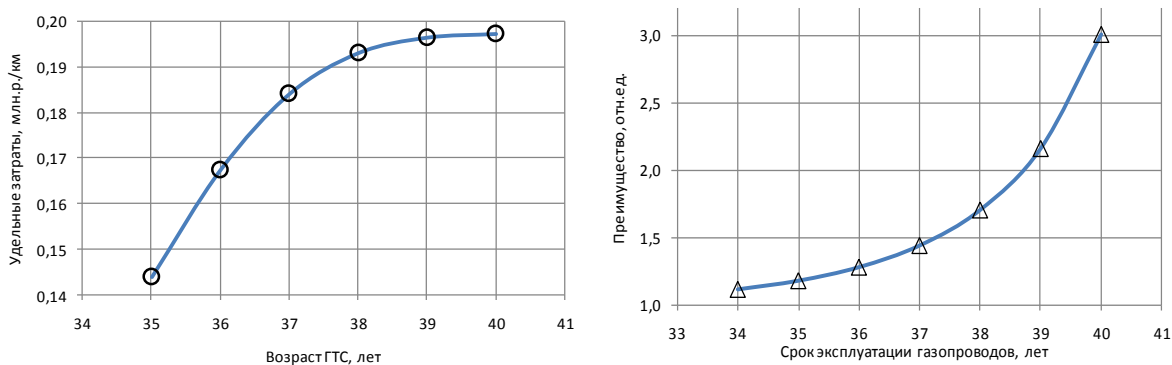
Рис.2. Структура затрат на поддержание магистрального газопровода в работоспособном состоянии

При этом определен оптимальный временной интервал до полного капитального ремонта газопровода с переизоляцией - 5 лет.

При прогнозировании затрат на перспективную эксплуатацию ГТС было учтено снижение надежности газопроводов в соответствии с законом распределения отказов в зависимости от времени эксплуатации МГ.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Расчеты показали существенный рост затрат на поддержание МГ в работоспособном состоянии (рис.3 а). Результаты приведены для выполнения ремонта заменой газопроводов или отдельных их участков на стальные трубы аналогичного качества.



а – при ремонте стальными трубами и катушками

б – преимущество ремонта композитными трубами и катушками

Рис.3. Затраты на поддержание работоспособности ГТС в зависимости от времени эксплуатации системы

Расчеты показали, что суммарные затраты с учетом проведения диагностики, ремонта, шурфования и устранения последствий возможных отказов газопроводов за период 5 лет возрастают практически на 40% (рис.3 а).

Ситуация может быть несколько смягчена проведением ремонта использованием композитных муфт или полной заменой газопроводов композитными трубами. Внедрение такой практики будет способствовать повышению вероятности безотказной работы ГТС. В среднем за пятилетний период (от 35 до 40 лет эксплуатации) преимущество ремонтов с применением композитных элементов и полноразмерных трубопроводов составит практически 3 крат (рис.3б).

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Затраты на поддержание работоспособности магистральных газопроводов составляют одну из основных статей расходов ПАО «Газпром». Применение композитных труб в структуре ГТС – либо в виде отдельных труб либо в виде катушек для замены части трубы – позволяет существенно повысить надежность МГ. Следствием повышения работоспособности системы является уменьшение количества коррозионных повреждений газопроводов.

При этом экономия затрат на инспекцию и ремонт за период между двумя ВТД составит 13 млн.р. на однониточную дистанцию между последовательными КС.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
- [2] СТО Газпром 2-2.2-180-2007. Технические требования на внутреннее гладкостное покрытие труб для строительства магистральных газопроводов.
- [3] Байков, И.Р. Энергетическая эффективность нанокompозитных трубопроводов / И.Р. Байков, О.В. Смородова, С.В. Китаев // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. – 2018. – Т. 10. – № 3. – С. 20–36.
- [4] Ялалов, Д.В. Перспективы применения полимерных труб для сооружения магистральных трубопроводов низкого и среднего давления в сейсмических районах России / Д. В. Ялалов // Мат. Всероссийской научн.-практ. конф. с междунар. Участием «Трубопроводный транспорт углеводородов». – Омск: Изд-во Омский ГТУ, 2017. – С. 54–56.
- [5] Чучкалов, М.В. Теория и практика борьбы с коррозионным растрескиванием под напряжением на магистральных газопроводах / М.В. Чучкалов.– М.: ООО «МАКС Пресс», 2016. – 336 с.
- [6] Анализ надежности газоперекачивающих агрегатов по статистическим данным эксплуатации / М.И. Кузнецова [и др.] // Нефтегазовое дело.- №1.-2016.- С.115-122.
- [7] Р ГАЗПРОМ 2-2.3-401-2009 Оптимизация диагностического обследования и поддержания работоспособного состояния линейной части магистральных газопроводов.

УДК 621.644

В. И. Пачковский, Н. А. Гуров

ГЕОЛОКАЦИОННЫЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ТРУБОПРОВОДА*

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Аннотация – Представлены результаты исследования, проводимые в песчаном грунте при температуре 18°C, антенным блоком с частотой излучения 1000 МГц над закопанными трубами: стальной, резиновой с железной сеткой, резиновой маслобензостойкой, пластиковой. Апробирована методика обнаружения инородных включений в подповерхностном слое земли за счет антенного блока с частотой излучения электромагнитного импульса 1000 МГц. На основе полученных результатов предложен метод обнаружения несанкционированных врезок под названием «наземная геолокация».

Ключевые слова - несанкционированные врезки, георадар, геолокация, судно на воздушной подушке, стабилизаторы движения

* *Источник финансирования: работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда молодежных проектов, грант*

I. ВВЕДЕНИЕ

В последние годы решение задач обеспечения промышленной и экологической безопасности трубопроводного транспорта приобретает особенное актуальное значение в связи с несанкционированным подключением к трубопроводам, так называемыми «врезками». Такие противоправные действия в большинстве случаев приводят к чрезвычайным ситуациям: авариям и последующим загрязнением окружающей среды. Поэтому повышение надежности и безопасности технологических процессов при эксплуатации магистральных трубопроводов с применением современных методов и технологий дистанционного контроля является актуальной задачей [1].

Все методы обнаружения утечек и несанкционированных врезок чаще всего подразделяются на две категории:

- 1) методы постоянного контроля;
- 2) методы периодического контроля.

К методам постоянного контроля относят:

- метод сравнения расходов;
- метод понижения давления с фиксированной или скользящей установкой;
- метод линейного баланса;
- метод акустической эмиссии;
- метод сравнения изменения скорости расходов;
- метод отрицательных ударных волн;
- метод ударных волн Жуковского.

К методам периодического контроля относят:

- визуальный метод;

- ультразвуковой метод [9];
- метод анализа статического давления;
- магнитный метод контроля;
- комбинированный электромагнитный метод;
- беспилотный метод.

При этом на сегодняшний день в нефтегазодобывающих компаниях за контролем несанкционированных врезок наиболее распространены три метода:

- 1) внутритрубная диагностика, недостатком которой является ее долгая периодичность (РД-39-132-94) [6];
- 2) визуальный контроль, в результате большой протяженности магистрального трубопровода под землей, возникают проблемы с его визуальным контролем [5];
- 3) контроль рабочих параметров технических процессов перекачки.

В настоящее время существующие приборы контроля технических параметров процесса перекачки обладают погрешностью в пределах от 0,25 до 1% [7].

Проанализировав существующие методы можно сказать, что они недостаточно эффективны.

Целью данной работы является разработка технологии оперативного обнаружения несанкционированных врезок в магистральном трубопроводе.

Эксперимент проводился при помощи АБ-1000, и трех разных по диаметру и материалу труб, закопанных в песок.

II. ТЕОРИЯ

Принцип действия большинства современных георадаров тот же, что и у обычных импульсных радаров. В изучаемую среду излучается электромагнитная волна, которая отражается от разделов сред и различных включений. Отраженный сигнал принимается и записывается георадаром. Принцип работы георадара показан на рис. 1 [10].

Метод по обнаружению несанкционированных врезок с помощью судна на воздушной подушке (СВП). Данный метод заключается в закреплении на СВП георадаров АБ-1000 с трех сторон на высоте 30-40 см от уровня земли, которые в свою очередь находятся на стабилизирующей конструкции (рис. 2). Стабилизирующие конструкции нужны для того, чтоб убрать погрешность, которая появляется при вертикальных изменениях георадара. Принцип работы следующий, СВП перемещается вдоль изучаемой местности, в подповерхностный слой земли излучается электромагнитный импульс, который отражается от раздела сред или включения. Отраженный сигнал принимается и записывается прибором, полученный результат отображается на экран компьютера. Эксперимент по обнаружению отводов за счет СВП показан на рис. 3.

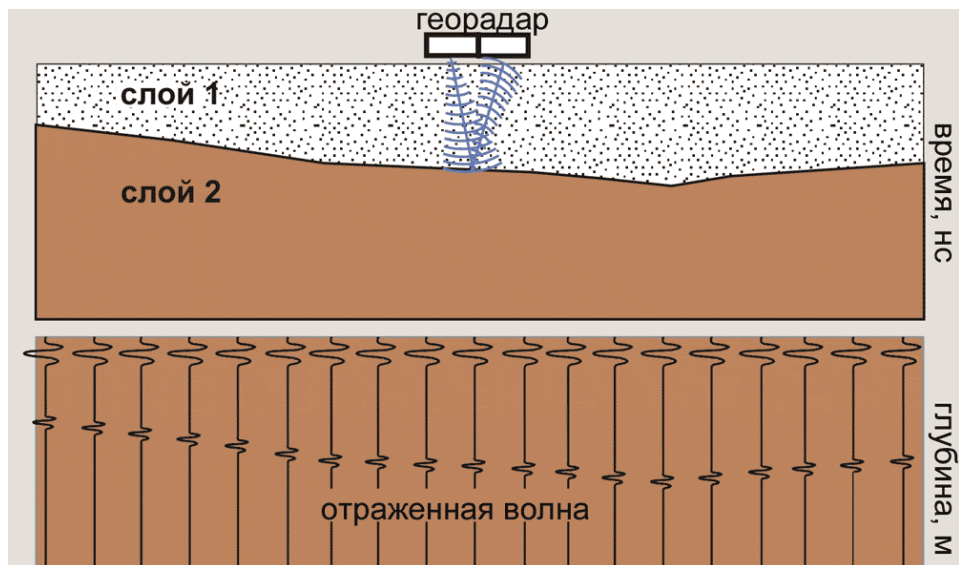
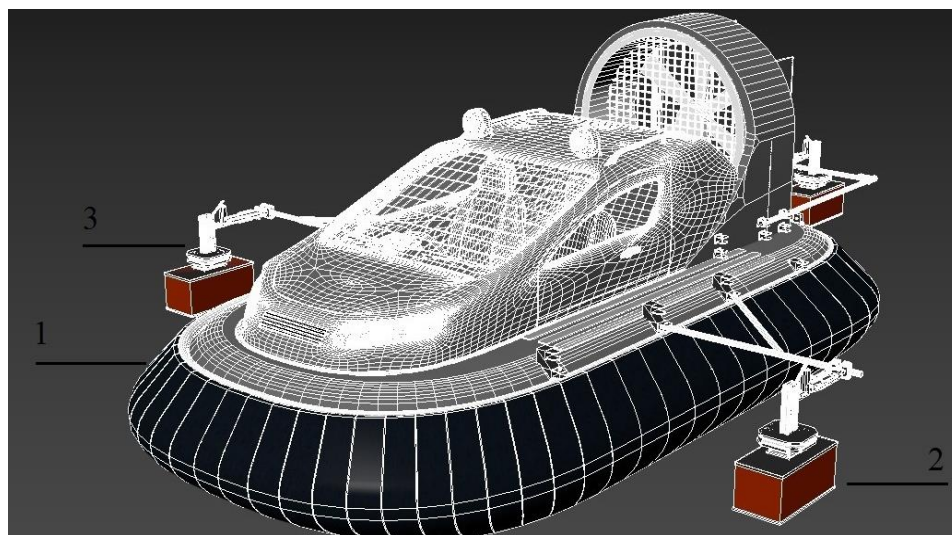
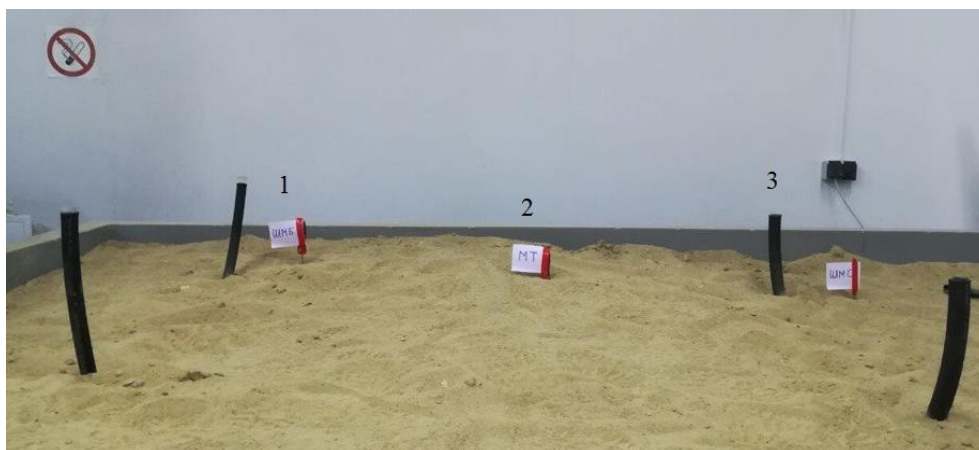


Рис. 1. Принцип работы георадара



1 – судно на воздушной подушке; 2 – георадар АБ 1000; 3 – стабилизатор движения

Рис. 2. Наземная геолокация за счет СВЧ



1 – шланг маслобензостойкий; 2 – труба стальная; 3 – шланг армированный железной сеткой

Рис. 3. Закопанные трубы

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Эксперимент проводился при помощи АБ-1000, и трех разных по диаметру и материалу труб закопанных в песок [12].

Эксперимента по обнаружению врезок проводилась в два этапа.

На первом этапе в песок на глубину 35 см были закопаны образцы 1,2,3. (таблица 1, рис. 3) которые используются для хищения нефтепродукта. Температура окружающей среды во время эксперимента 18°C.

Таблица 1. Образцы

| № | Название | Материал | Диаметр,мм | Заполнение |
|---|-----------------------------|------------------------|------------|------------|
| 1 | Шланг масло-бензостойкий | Резина | 25 | вода |
| 2 | Труба стальная | Сталь 09Г2С | 50 | - |
| 3 | Шланг с армированной сеткой | Резина, Стальная сетка | 35 | вода |

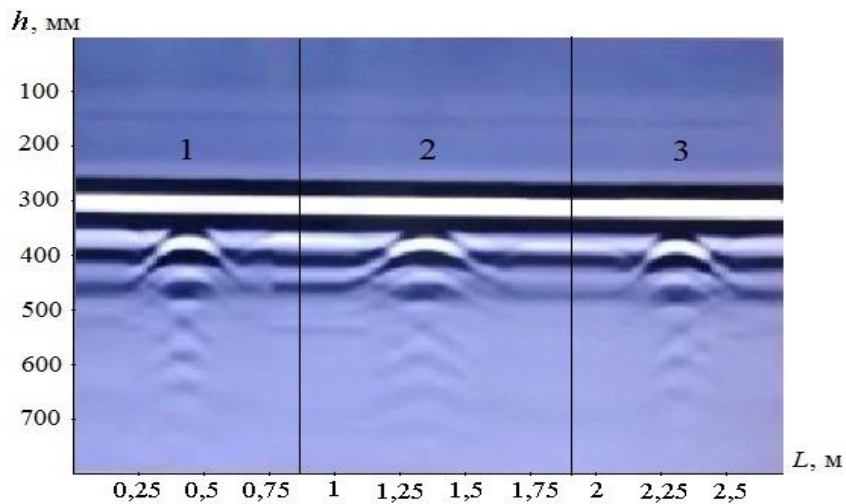
На втором этапе для повышения точности эксперимента его повторили, но уже без труб, и шлангов. Выкопав все инородное из писка, и обратно разровняв поверхность, осуществили замер подповерхностного слоя тем же георадаром АБ-1200. В итоге никаких всплесков не наблюдалось (рис. 4)

Результаты испытания и их обсуждение. Над каждой трубой несколько раз были сняты показания георадаром АБ-1000 и выбраны средние показатели. В итоге были зафиксировали всплески возмущений при прохождении геородара над трубой, шлангом или пластиком, за счет разности отраженного сигнала от инородного включения и основной среды (песка).

На основании проведенных лабораторных исследований предлагается способ по обнаружению несанкционированных врезок, который называется - наземная геолокация. Суть метода заключается в том, что на судно на воздушной подушке (СВП) установлены георадары АБ-1000 с трех сторон на высоте 30-40 см от уровня земли, которые в свою очередь находятся на стабилизирующей конструкции. Стабилизирующие конструкции нужны для того чтоб убрать погрешность, которая появляется при вертикальных изменениях георадара. Принцип работы следующий, СВП перемещается вдоль изучаемой местности, в подповерхностный слой земли излучается электромагнитный импульс, который отражается от раздела сред или включения. Отражённый сигнал принимается и записывается прибором, полученный результат отображается на экран компьютера [2]. Наземная геолокация за счет СВП (рис. 5).

Так же был проведен эксперимент на улице под снегом при температуре окружающей среды минус 20 °С и с заглублением резинового отвода на 15 см (рис. 6 а).

После чего над шлангом несколько раз снимали показания георадаром АБ-1000М (рис. 6 б). В итоге зафиксировали всплески возмущений при прохождении геородара над шлангом за счет разности отраженного сигнала от инородного включения и основной среды.



1 – шланг маслобензостойкий; 2 – труба стальная; 3 – шланг армированный железной сеткой

Рис. 4. Результат эксперимента АБ-1000

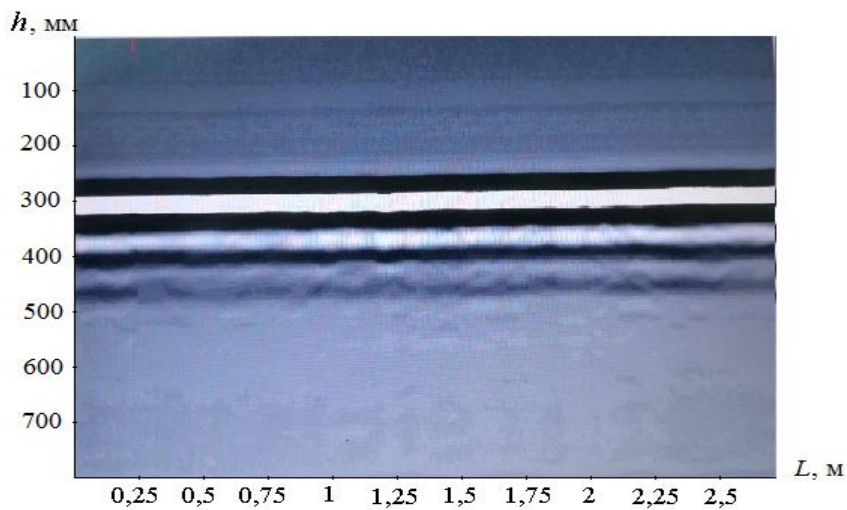


Рис. 5. Результат эксперимента АБ-1000 без труб



(а)



(б)

Рис. 6. Проведение эксперимента с резиновым шлангом и показания георадара АБ-1000М

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Исходя из результатов исследования, можно сделать вывод что, с помощью данного оборудования можно находить несанкционированные отводы от линейной части трубопровода, закрепив данное оборудование на спецтехнику. Полученные данные в результате исследования совпадают с теоретическими знаниями, полученными ранее.

В будущей планируется проведение еще нескольких испытаний с георадарами в приближенных к реальным условиям. Так же запланированы испытания с использованием беспилотного летательного аппарата. Помимо этого, необходимо написать программное обеспечение для облегчения поиска несанкционированных врезок [11].

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы был представлен обзор существующих методов обнаружения утечек нефтепродуктов из трубопровода в результате несанкционированных врезок или аварии. Так же был предложен новый метод обнаружения незаконных врезок при помощи беспилотной геолокации.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Публичное акционерное общество «Транснефть» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.transneft.ru>. (18.02.2017).
- [2] Гольянов, А. А. Анализ методов обнаружения утечек на нефтепроводах / А. А. Гольянов // Транспорт и хранение нефтепродуктов.– 2002.–№ 10. – С. 5–14.
- [3] Кутуков, С.Е. Проблема повышения чувствительности, надёжности и быстродействия систем обнаружения утечек в трубопроводах / С.Е. Кутуков // Нефтегазовое дело.– 2004.–№ 2. – С. 29–45.
- [4] Д 91.200.00-КТН-119-07 Технология ремонта трубопроводов с применением чопов, патрубков и тройников: Р: утв. приказом ОАО «АК Транснефть» от «11» мая 2007 г.: с «18» мая 2007 г.
- [5] Мамонова, Т.Е. Модифицированный метод гидравлической локации для определения утечек в нефтепроводах: дис.... канд. техн. наук: 05.13.01 / Мамонтова Татьяна Егоровна.– Томск, 2012. – 148 с.
- [6] Пат. 2176082 Российская Федерация, МПК G 01 N 27/83. Внутритрубный магнитный дефектоскоп [Текст] / Гаврюшин А.Ф., Цацуев М.С., Ферчев Г.П.; заявители и патентообладатель ЗАО «Нефтегазкомплектсервис». № 2000132532/28 заявл. 26.12.00 ; опубл. 20.11.01.
- [7] Первухин, П.А. Методы и приборы обнаружения утечек нефтепродуктов / П.А. Первухин // Интернет-журнал «Технологии техносферной безопасности» [Электронный ресурс]. – URL: <http://ipb.mos.ru/ttb>. (19.01.2017).
- [8] Эксплуатация магистральных нефтепроводов: Учебное пособие. 2 – ое изд. / Под ред. Ю.Д. Земенкова.– Тюмень: ТюмГНГУ, 2001.–623 с.
- [9] Ультразвуковой метод контроля [Электронный ресурс] .– URL: http://impuls-ndt.ru/article_info.php?articles_id=87 (18.02.2017).
- [10] Пат. 2119680 Российская Федерация, МПК G 01 V 3/11. Способ геоэлектромагнитной разведки и устройство для его реализации [Текст] / Кравченко Юрий Павлович ; заявитель и патентообладатель Кравченко Юрий Павлович – № 94014548/25; заявл. 19.04.94 ; опубл. 27.09.98.
- [11] Пат. 2311319 Российская Федерация, МПК В 64 С 39/02. Беспилотный летательный аппарат для видеонаблюдения и способ его управления и передачи данных [Текст] / Юнайтид Текнолоджиз Копэрейшн; заявитель и патентообладатель Юнайтид Текнолоджиз Копэрейшн – № 96123282/28; заявл. 27.04.95 ; опубл. 20.07.99.
- [12] Георадар «ОКО-2» [Электронный ресурс]. – URL: http://www.geotech.ru/market/katalog_oborudovaniya/georadar_oko. (Дата обращения: 18.02.2017).

УДК 621.65.03 : 681.518.5

Е. В. Шендалева¹, О. В. Штенгауэр²

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ НАСОСОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

¹*Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия*

²*Омское моторостроительное объединение им. П.И. Баранова, г. Омск, Россия*

Аннотация – Статья посвящена проблеме прогнозирования технического состояния магистральных перекачивающих насосов. Наиболее эффективным способом обеспечения безаварийной эксплуатации насосов является мониторинг их диагностических параметров и определение технического состояния насосов по результатам мониторинга. В реальных условиях эксплуатации на насос влияют разнообразные факторы, такие как переходные режимы перекачки, возмущения в потоке перекачиваемого продукта, механические колебания установленного на насосной станции оборудования, снижающие достоверность результатов мониторинга. Применение в этом случае дорогостоящих систем мониторинга и специальных диагностических стендов не всегда экономически оправдано. Предложено использование метода экстремального прогнозирования, позволяющего определять диапазон изменения диагностических параметров насосов с гарантированной достоверностью.

Ключевые слова – техническое состояние насоса, контроль вибрации, метод экстремального прогнозирования

I. ВВЕДЕНИЕ

Одну из стратегически важных ролей в экономике Российской Федерации играет нефтегазодобывающая отрасль и, как следствие, магистральный трубопроводный транспорт. Среди объектов магистрального трубопроводного транспорта широко распространены установки центробежных магистральных насосов, применяемые на головных и промежуточных нефтеперекачивающих станциях. Применение центробежных насосов связано с их высокими технико-экономическими показателями.

Одним из наиболее действенных способов обеспечения безаварийной эксплуатации магистральных центробежных насосов является вибрационный мониторинг их диагностических параметров. Ввиду важности обеспечения безаварийной эксплуатации центробежных насосов актуальной задачей является прогнозирование их технического состояния по результатам эксплуатации.

II. ТЕОРИЯ

Мониторинг технического состояния – это процесс, обеспечивающий возможность определения текущей эксплуатационной готовности машин и узлов без необходимости их демонтажа или обследования [1]. В свою очередь, прогнозирование – это анализ признаков неисправностей с целью оценки изменения состояния машины в будущие моменты времени и максимального периода её безаварийной эксплуатации [2].

Основная задача вибрационного мониторинга – предоставление необходимой информации о техническом состоянии насосов. Прогнозирование технического состояния по результатам эксплуатации после окончания стадии приработки обеспечивает последующее рациональное использование насосов и даёт возможность перейти к их обслуживанию по

состоянию. То есть по результатам прогноза можно своевременно распознать отклонения технического состояния насосов от нормального, чтобы оперативно разработать корректирующие действия до того, как возникающие дефекты приведут к ухудшению качества работы, сокращению срока службы или отказу насосов [3].

Каждая неисправность насоса вносит свой вклад в спектр вибрационных колебаний, по которому на основе анализа спектров перемещений, скоростей и ускорений различных точек поверхности элементов насосов производят оценку состояния насосов в целом.

В качестве нормируемых параметров вибрации для осуществления мониторинга и прогнозирования состояния центробежных насосов используют [4]:

- среднее квадратическое значение виброперемещения S_e , мкм;
- среднее квадратическое значение виброскорости V_e , мм/с;
- среднее квадратическое значение виброускорения A_e , м/с².

Статистические методы прогнозирования требуют значительного объёма статистических данных по диагностируемым параметрам насоса. При этом данные должны быть получены на заданных статических режимах работы насоса в сходных условиях его эксплуатации, что в реальности слабо выполнимо.

Математические методы индивидуального прогнозирования являются более эффективными, так как не требуют знания статистического распределения прогнозируемой величины и используют доступный массив исходных данных. В математических моделях неопределённость результатов заменяется распределением вероятностей того или иного события, что требует предварительного исследования объекта в условиях эксплуатации и значительного объёма вычислений.

Методы массового прогноза не позволяют получить достаточно точное значение прогнозируемого параметра конкретного объекта в конкретных условиях эксплуатации.

Использование экспертных методов определяет цель прогнозирования, сущность поставленной проблемы, полнота и достоверность исходной информации, а также время и затраты на проведение. При прогнозировании технического состояния насоса экспертные методы могут дать весьма приблизительные результаты.

Таким образом, математические методы индивидуального прогнозирования являются наиболее эффективными и точными методами, так как позволяют в полной мере достичь цели прогнозирования.

Суть экстремального прогнозирования состоит в определении гарантированных пределов изменения оцениваемой величины $\bar{y}(t)$ при $t \in T_u \subset T$, то есть в получении интервальной оценки $\bar{y}(t)$ [5].

$$\bar{y}(t) = \mathbf{A} \cdot \bar{\varphi}(t), \quad (1)$$

где $\mathbf{A} = \|a_{ij}\|$ – матрица случайных коэффициентов размером $(n+1) \times (m+1)$, $i = 0, \dots, k$, $j = 0, \dots, m$, k – число измерений; m – размер вектора $\{\alpha_j(t)\}_{j=0}^m$ случайных коэффициентов непрерывно дифференцируемых функций времени $\bar{\varphi}(t) = \{\varphi_j(t)\}_{j=0}^m$, T_u – интервал прогнозирования, T – время функционирования объекта [6].

При прогнозировании значений параметра объекта $y(t)$ область возможных значений ошибки измерения $[\Delta_{1t}, \Delta_{2t}]$, где Δ_{1t}, Δ_{2t} – предельные границы для ошибки измерения $\varepsilon(t)$ при $t \in T_u \subset T$. В свою очередь случайный процесс

$$y(t) = \sum_{j=0}^m a_j(t) \varphi_j(t). \quad (2)$$

После измерения значений $y(t)$ при $T_u \subset T$ можно составить систему неравенств

$$z_t - \Delta_{1t} \leq y_t \leq z_t + \Delta_{2t}, \quad (3)$$

где z_t – результат измерения $y(t)$ в момент $t \in T_u$.

С учетом заданной модели $y(t)$ неравенства (3) принимают вид:

$$\bar{z} - \bar{\Delta}_{1t} \leq \mathbf{A} \cdot \varphi \leq \bar{z} + \bar{\Delta}_{2t}, \quad (4)$$

где $\bar{z} = \{z_t\}$, $\bar{\Delta}_{1t} = \{\Delta_{1t}\}$, $\bar{\Delta}_{2t} = \{\Delta_{2t}\}$, $t = t_0, t_1, \dots, t_k$; $\mathbf{A} = \{a_j(t_l)\}_{j=0}^m$;

φ – матрица значений функций $\{\varphi_j(t_l)\}_{j=0}^m$ в моменты измерения $y(t)$.

Выражение (4) позволяет определить область возможных значений коэффициентов $\{a_j(t_l)\}_{j=0}^m$, построенную по наблюдениям \bar{z} в пространстве \mathbf{R}^{m+1} . Область можно представить как пересечение двух полупространств размерностью $(k+1)$, описанных неравенством (4)

$$\mathbf{L} = \mathbf{L}_1 \cap \mathbf{L}_2, \quad (5)$$

$$\mathbf{L}_1 = \{\bar{A} \in \mathbf{R}^{m+1} : \bar{z} - \bar{\Delta}_1 \leq \bar{A} \cdot \varphi\} \quad (6)$$

$$\mathbf{L}_1 = \bigcap_{l=0}^k L_{1l}, \quad (7)$$

$$L_{1l} = \{\bar{A} \in \mathbf{R}^{m+1} : (\bar{A}, \bar{\varphi}_l) \geq z(t_l) - \Delta_1(t_l)\}, \quad \bar{\varphi}_l = \{\varphi_j(t_l)\}_{j=0}^m; \quad (8)$$

$$\mathbf{L}_2 = \{\bar{A} \in \mathbf{R}^{m+1} : \bar{z} + \bar{\Delta}_2 \leq \bar{A} \cdot \varphi\} \quad (9)$$

$$\mathbf{L}_2 = \bigcap_{l=0}^k L_{2l}, \quad (10)$$

$$L_{2l} = \{\bar{A} \in \mathbf{R}^{m+1} : (\bar{A}, \bar{\varphi}_l) \leq z(t_l) + \Delta_2(t_l)\}, \quad \bar{\varphi}_l = \{\varphi_j(t_l)\}_{j=0}^m. \quad (11)$$

Область \mathbf{L} представляет собой выпуклый многогранник в пространстве \mathbf{R}^{m+1} , объединяющий коэффициенты $\{a_j(t_l)\}_{j=0}^m$ значений $y(t)$ в моменты времени t_l . В области $\mathbf{L} \subset \mathbf{R}^{m+1}$ могут быть найдены гарантированные пределы изменения $\{a_j(t)\}_{j=0}^m$.

Эти пределы можно найти с использованием линейного программирования: 1) $a_j = \max, j = 0, \dots, m$; 2) $a_j = \min, j = 0, \dots, m$, при ограничениях области \mathbf{L} . Координаты всех точек этой области должны удовлетворять неравенствам $|a_j| \leq d$, где d – некоторое положительное число; $k \geq m$; $|z_l| \leq \infty$, $t_l \in T_u$. Аппроксимацию многогранника \mathbf{L} проводят в виде гиперпараллелепипедов \mathbf{L}_1 и \mathbf{L}_2 .

Пределы изменения $y(t)$, $t \in T > T_u$ можно описать с помощью детерминированного базиса $\{\varphi_j(t)\}_{j=0}^m$ модели (2) путем построения экстремальных полиномов, удовлетворяющих неравенствам (3) на интервале времени $T_u \subset T$ и являющимся предельными для реализаций $y(t)$, удовлетворяющих неравенствам (3) на интервале времени $T > T_u$.

Класс функций $\{\varphi_j(t)\}_{j=0}^m$, используемых для аппроксимации случайных процессов эксплуатационных изменений параметров, ограничен. Обычно $\{\varphi_j(t)\}_{j=0}^m$ – непрерывно дифференцируемые функции, образующие систему Чебышева [7]. Реальные процессы изменения параметров объекта отличаются большой инерционностью, при стабильных условиях эксплуатации в них отсутствуют резкие изменения. Для описания $y(t)$ используют степенные или экспоненциальные функции с аргументами вида $\{t^j\}_{j=0}^m$ и $\{e^{\alpha_j t}\}_{j=0}^m$, где α_j – показатель распределения.

Непрерывно дифференцируемые функции $\{\varphi_j(t)\}_{j=0}^m$ можно использовать для нахождения пределов изменения $y(t)$, $t \in T > T_u$. По результатам измерения $y(t)$ при $t \in T_u \subset T$ могут быть найдены экстремальные полиномы $y(t)_-$ и $y(t)_+$, для которых гарантированно выполняется $y(t)_- \leq y(t) \leq y(t)_+$. При этом область $[y(t)_-, y(t)_+]$ является наименьшей из допустимых и содержит все возможные результаты наблюдений \bar{z} реализаций $y(t)$.

Определение $y(t)_-$ и $y(t)_+$ выполняют с помощью линейного программирования:

$$\sum_{j=0}^m a_j(t^*) \varphi_j(t^*) = \max, \quad \sum_{j=0}^m a_j(t^*) \varphi_j(t^*) = \min, \quad (12)$$

где t^* – любая фиксированная точка из $T > T_u$.

Алгоритм прогнозирования параметров может быть представлен в следующем виде:

- 1) на интервале времени $T_u \subset T$ производится $k \geq m$ контрольных измерений $y(t)$;
- 2) результаты измерений используют для построения $y(t)_-$ и $y(t)_+$ (12);
- 3) пределы изменения $y(t)$, $t \in T_u \subset T$ определяют с помощью линейного программирования.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для решения задачи прогнозирования использован метод экстремального прогнозирования [8]. Применение этого метода наиболее полно обеспечивает использование исходной информации при гарантированной достоверности и точности результатов прогноза. Прогноз вибрационного состояния центробежных насосов осуществлён по среднеквадратическим значениям виброускорений A_e , виброскорости V_e виброперемещений S_e . Значения параметров получены в процессе эксплуатации по показаниям датчиков, установленных на объекте в двух взаимно перпендикулярных направлениях (таблица 1).

Таблица 1. Экспериментальные данные

| Вибропараметры | Время эксплуатации | | | |
|--------------------------|--------------------|-------|--------|---------|
| | 50 ч | 400 ч | 6000 ч | 12000 ч |
| A_e , м/с ² | 12 | 12,5 | 13 | 13,6 |
| V_e , мм/с | 5 | 7 | 7,5 | 9 |
| S_e , мкм | 16 | 18 | 19 | 20 |

При устойчивой работе результаты изменения виброускорения A_e можно аппроксимировать линейной зависимостью $A_T = A_{T0} + A_{T1} \cdot t$, где A_{T0} , A_{T1} – случайные

параметры. Первый этап прогнозирования проводят по значениям виброускорения в моменты $t_1 = 50$ ч и $t_2 = 400$ ч: $A_T(t_1) = 12 \pm \varepsilon$, $A_T(t_2) = 12,5 \pm \varepsilon$, где $|\varepsilon| \leq 0,5$ – заданная погрешность прогноза.

Ввиду малости интервала $\Delta t = t_2 - t_1$, по которому осуществляют прогноз на длительный период времени, и для улучшения сходимости алгоритма прогнозирования в качестве аргумента функции $\varphi_j(t)$ использован lgt [5]

$$\begin{cases} 12 = A_{T0} + A_{T1} \cdot lgt_1, \\ 12,5 = A_{T0} + A_{T1} \cdot lgt_2. \end{cases}$$

Для положительного и отрицательного значения ошибки получены две системы уравнений

$$\begin{cases} 11,5 = A'_{T0} + A'_{T1} \cdot lgt_1, & \begin{cases} 12,5 = A''_{T0} + A''_{T1} \cdot lgt_1, \\ 12,0 = A''_{T0} + A''_{T1} \cdot lgt_2, \end{cases} \\ 13,0 = A'_{T0} + A'_{T1} \cdot lgt_2, \end{cases}$$

и соответствующие экстремальные значения A_T (рис. 1, а):

- 1) $A_{T+} = 8,7 + 1,661 \cdot lgt$;
- 2) $A_{T-} = 13,4 - 0,554 \cdot lgt$.

Согласно экстремальным значениям A_T величина $A_T(t_3)$ будет находиться в диапазоне [11,3; 15,0], $A_T(t_4)$ – в диапазоне [11,2; 15,5], что соответствует результату измерения в момент времени t_3 , но точность прогнозирования не обеспечена. По результатам измерения $A_T(t_3)$ составлен новый прогноз для $A_T(t_4)$

$$\begin{cases} 11,5 = A'_{T0} + A'_{T1} \cdot lgt_1, & \begin{cases} 12,5 = A''_{T0} + A''_{T1} \cdot lgt_1, \\ 12,5 = A''_{T0} + A''_{T1} \cdot lgt_3 \end{cases} \\ 13,5 = A'_{T0} + A'_{T1} \cdot lgt_3, \end{cases}$$

и получены соответствующие экстремальные значения A_T :

- 1) $A_{T+} = 9,9 + 0,962 \cdot lgt$;
- 2) $A_{T-} = 12,5 + 0 \cdot lgt$.

По результатам данного прогноза величина $A_T(t_4)$ будет находиться в диапазоне [12,5; 13,8]. Последующий результат измерения виброускорения составил $A_T(t_4) = 13,6 \pm \varepsilon$, то есть результат измерения соответствовал прогнозу в момент времени $t_4 = 12000$. Используя полученный результат можно продолжить процесс прогнозирования, для этого составляют новые системы уравнений

$$\begin{cases} 11,5 = A'_{T0} + A'_{T1} \cdot lgt_1, & \begin{cases} 12,5 = A''_{T0} + A''_{T1} \cdot lgt_1, \\ 13,1 = A''_{T0} + A''_{T1} \cdot lgt_4 \end{cases} \\ 14,1 = A'_{T0} + A'_{T1} \cdot lgt_4, \end{cases}$$

и определяют соответствующие экстремальные значения A_T

- 1) $A_{T+} = 9,6 + 1,092 \cdot lgt$;
- 2) $A_{T-} = 12,1 + 0,252 \cdot lgt$.

При описании изменения виброускорения экспоненциальной зависимостью

$$A_T = A_{T0} + A_{T1} \cdot e^{lgt}$$

В качестве аргумента функции использован e^{lgt} . Исходная система уравнений

$$\begin{cases} 12 = A_{T0} + A_{T1} \cdot e^{lgt_1}, \\ 12,5 = A_{T0} + A_{T1} \cdot e^{lgt_2}. \end{cases}$$

Для положительного и отрицательного значения ошибки

$$\begin{cases} 11,5 = A'_{T0} + A'_{T1} \cdot e^{lg t_1}, & \begin{cases} 12,5 = A''_{T0} + A''_{T1} \cdot e^{lg t_1}, \\ 12,0 = A''_{T0} + A''_{T1} \cdot e^{lg t_2} \end{cases} \\ 13,0 = A'_{T0} + A'_{T1} \cdot e^{lg t_2}, \end{cases}$$

и соответствующие экстремальные значения A_T

- 1) $A_{T+} = 10,5 + 0,187 \cdot e^{lg t}$;
- 2) $A_{T-} = 12,8 + 0,062 \cdot e^{lg t}$.

Прогнозируемое значение $A_T(t_3)$ будет находиться в диапазоне [10,1; 18,7], $A_T(t_4)$ – в диапазоне [9,5; 21,5].

По результатам измерения $A_T(t_3)$ был составлен новый прогноз для $A_T(t_4)$:

$$\begin{cases} 11,5 = A'_{T0} + A'_{T1} \cdot e^{lg t_{11}}, & \begin{cases} 12,5 = A''_{T0} + A''_{T1} \cdot e^{lg t_{11}}, \\ 12,5 = A''_{T0} + A''_{T1} \cdot e^{lg t_{13}} \end{cases} \\ 13,5 = A'_{T0} + A'_{T1} \cdot e^{lg t_{13}}, \end{cases}$$

и получены соответствующие экстремальные значения A_T

- 1) $A_{T+} = 11,2 + 0,052 \cdot e^{lg t}$;
- 2) $A_{T-} = 12,5 + 0,002 \cdot e^{lg t}$.

Согласно данному прогнозу величина $A_T(t_4)$ будет находиться в диапазоне [12,5; 14,3].

Результат измерения виброускорения составил $A_T(t_4) = 13,6 \pm \varepsilon$. Новый прогноз по $A_T(t_4)$

$$\begin{cases} 11,5 = A'_{T0} + A'_{T1} \cdot e^{lg t_1}, & \begin{cases} 12,5 = A''_{T0} + A''_{T1} \cdot e^{lg t_1}, \\ 13,1 = A''_{T0} + A''_{T1} \cdot e^{lg t_4}. \end{cases} \\ 14,1 = A'_{T0} + A'_{T1} \cdot e^{lg t_4}. \end{cases}$$

Соответствующие прогнозу экстремальные значения A_T

- 1) $A_{T+} = 11,2 + 0,048 \cdot e^{lg t}$;
- 2) $A_{T-} = 12,4 + 0,011 \cdot e^{lg t}$.

Результаты построения экстремальных полиномов приведены на рис. 1 б.

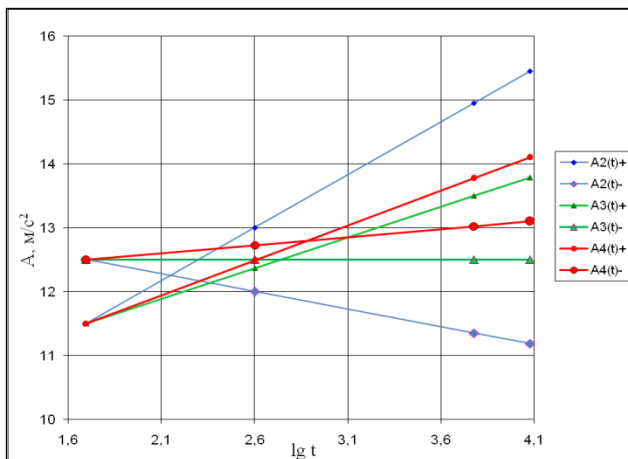
На рис. 2 приведены результаты, полученные при составлении прогноза среднеквадратического значения виброскорости.

На рис. 3 приведены результаты, полученные при составлении прогноза среднеквадратического значения виброперемещения.

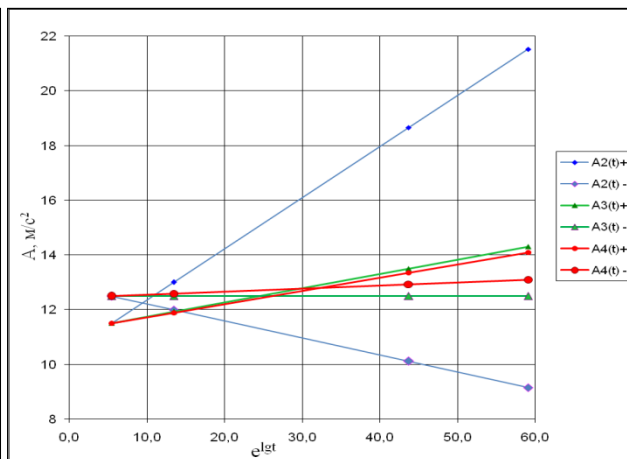
Полученные результаты сравнивают с заданными эксплуатационными нормами, указанными в таблице 2 [9].

Таблица 2. Эксплуатационные нормы по вибропараметрам

| № п/п | Параметр | Оценка | Мощность насоса, кВт | | |
|-------|--|------------------------|----------------------|--------|-------------|
| | | | < 50 | < 200 | > 200 |
| 1 | виброускорение $A_e, \text{ м/с}^2$ | Хорошо | 6,5 | 9 | 13,5 |
| | | Допустимо | 8 | 12 | 16 |
| | | Требуется принятия мер | 12 | 16 | 24 |
| | | Не допустимо | > 12 | > 16 | > 24 |
| 2 | виброскорость $V_e, \text{ мм/с}$ | Хорошо | 2,8 | 4,1 | 5,4 |
| | | Допустимо | 6,3 | 8,7 | 11,2 |
| | | Требуется принятия мер | 8,7 | 14,2 | 14,1 |
| | | Не допустимо | > 8,7 | > 14,2 | > 14,1 |
| 3 | виброперемещение S_e , мкм | Хорошо | 9 | 14,1 | 18 |
| | | Допустимо | 18 | 28 | 36 |
| | | Требуется принятия мер | 28 | 36 | 45 |
| | | Не допустимо | > 28 | > 36 | > 45 |

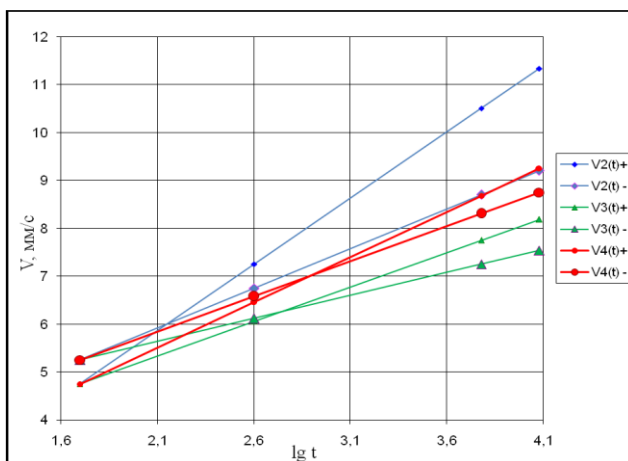


а) линейная зависимость

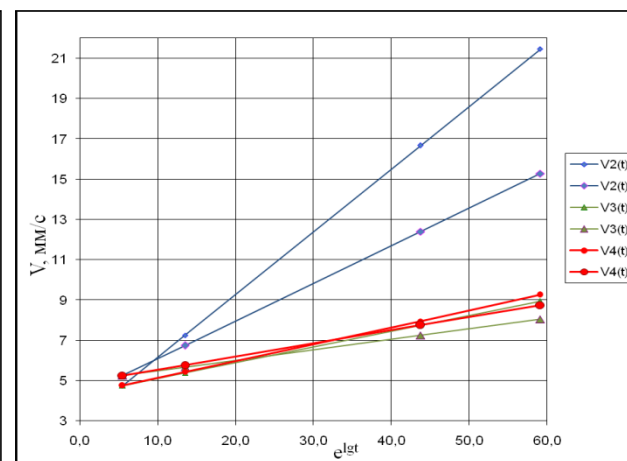


б) экспоненциальная зависимость

Рис. 1. Результаты построения экстремальных полиномов для виброускорения

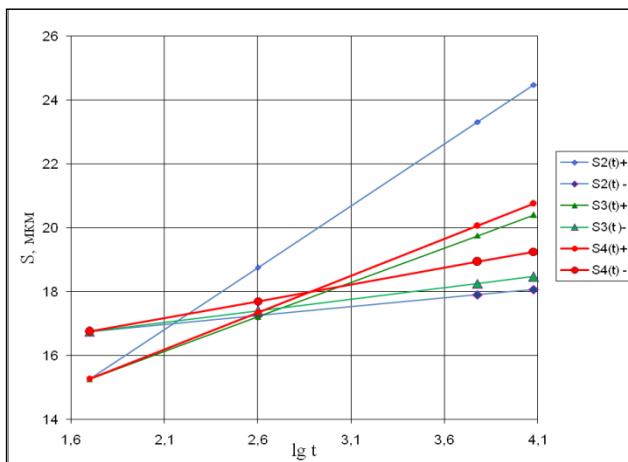


а) линейная зависимость

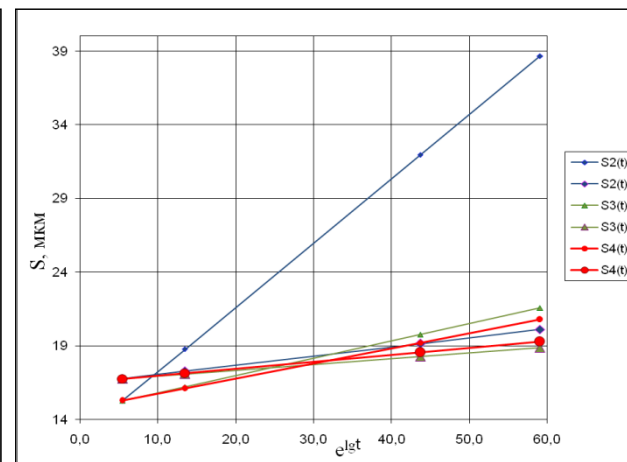


б) экспоненциальная зависимость

Рис. 2. Результаты построения экстремальных полиномов для виброскорости



а) линейная зависимость



б) экспоненциальная зависимость

Рис. 3. Результаты построения экстремальных полиномов для виброперемещения

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Из полученного прогноза (см. табл. 2) можно сделать вывод, что среднеквадратическое значение виброускорения в месте установки датчиков при $t_4 = 12000$ ч будет находиться в диапазоне от 13,1 до 14,1 м/с² при описании $y(t)$ как линейной, так и экспоненциальной зависимостью. Это соответствует заданной эксплуатационной оценке «ДОПУСТИМО» (табл. 2).

Согласно рис. 2 среднеквадратическое значение виброскорости V_e при $t_4 = 12000$ ч будет находиться в диапазоне от 8,8 до 9,3 мм/с при описании $y(t)$ как линейной, так и экспоненциальной зависимостью. Что также соответствует заданной эксплуатационной оценке «ДОПУСТИМО», указанной в таблице 2.

Согласно рис. 3 среднеквадратическое значение виброперемещения S_e при $t_4 = 12000$ ч будут находиться в диапазоне от 19,3 до 20,8 мкм, что соответствует заданной эксплуатационной оценке «ДОПУСТИМО» Данная оценка характеризует работоспособное состояние насоса при малой вероятности отказа.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для решения задачи прогнозирования вибропараметров перекачивающих насосов использован метод экстремального прогнозирования. Применение этого метода наиболее полно обеспечивает использование исходной информации при гарантированной достоверности и точности результатов прогноза. При этом отсутствует необходимость исследования спектральных характеристик вибропараметров, обусловленных самим насосом и условиями его эксплуатации. Прогнозы исследуемых параметров, полученные с помощью их степенного и экспоненциального представления, являются одинаковыми. Недостатком экспоненциального представления является малая сходимость метода на коротком промежутке времени.

Преимуществом данного метода являются малые ресурсные затраты. Однако при его использовании необходим постоянный контроль допустимых пределов вибропараметров по показаниям установленных датчиков.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] ГОСТ Р ИСО 13372-2013. Контроль состояния и диагностика машин. Термины и определения. Введ. 2013-11-22. М.: Стандартиформ, 2014. 15 с.
- [2] ГОСТ Р ИСО 13373-1-2009. Контроль состояния и диагностика машин. Вибрационный контроль состояния машин. Часть 3. Общие методы. Введ. 2009-12-15. М.: Стандартиформ, 2010. 90 с.
- [3] ГОСТ Р ИСО 13373-3-2016. Контроль состояния и диагностика машин. Вибрационный контроль состояния машин. Часть 3. Руководство по диагностированию по параметрам вибрации. Введ. 2016-11-24. М.: Стандартиформ, 2017. 36 с.
- [4] ГОСТ 32106-2013. Контроль состояния и диагностика машин. Мониторинг состояния оборудования опасных производств. Вибрация центробежных насосных и компрессорных агрегатов. Введ. 2014-11-01. М.: Стандартиформ, 2014. 5 с.
- [5] Шендалева, Е.В. Прогнозирование технического состояния топливрегулирующей аппаратуры газотурбинных двигателей в процессе длительных испытаний / Е. В. Шендалева // Вестник СибАДИ. – 2016, Выпуск 6(52). – С. 19 – 28.
- [6] Карлин, С. Математические методы в теории игр, программировании и экономике / С. Карлин ; пер. с англ. Н. А. Бодина [и др.]. – М. : Мир, 1964. – 840 с.

- [7] Карлин, С. Чебышевские системы и их применение в анализе и статистике / С. Карлин, В. Стадден ; пер. с англ. под ред. С.М. Ермакова. – М.: Наука, 1976. – 568 с.
- [8] Штенгауэр О. В. Прогнозирование состояния насосов магистральных нефтепроводов по результатам эксплуатации / О.В. Штенгауэр, Е.В. Шендалева // Материалы II Всероссийской науч.-техн. конф. «Метрология, стандартизация и управление качеством». – Омск, 19–21 апреля 2017 г. – С. 101- 102.
- [9] ГОСТ Р 53565-2009. Контроль состояния и диагностика машин. Мониторинг состояния оборудования опасных производств. Вибрация центробежных насосных и компрессорных агрегатов. Введ. 2009-12-15. – М.: Стандартинформ, 2010. – 10 с.

УДК622.692.23

Л. Е. Землеруб

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ФУНКЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ, ПОВЫШАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Аннотация – Очевидна потребность новых технических решений, повышающих надёжность и безопасность эксплуатации резервуарных парков (РП), являющихся опасными промышленными объектами. Самым эффективным способом решения задач повышения надёжности и безопасности эксплуатации РП является внедрение дополнительных функций действующей автоматизированной системы управления (АСУ) технологическим процессом (ТП) РП. В работе предлагается установить дополнительные датчики и комплексы технических средств, обеспечивающие: измерение и контроль газо-воздушной среды в колодцах обнаружения утечек и в обваловании резервуара; ввести контроль значений потенциалов станций катодной защиты. Внедрение дополнительных подсистем действующих АСУТП РП позволит: получать своевременную и достоверную информацию о состоянии оборудования, повысить эффективность управления и контроля ТП РП; обеспечить безаварийную и бесперебойную работу РП, что существенно повысит безопасность и надёжность их эксплуатации.

Ключевые слова – резервуар вертикальный цилиндрический стальной, автоматизированные системы управления, технологический процесс, повышение надёжности, безопасность эксплуатации

I. ВВЕДЕНИЕ

Резервуарные парки (РП) для хранения нефти и нефтепродуктов являются опасными промышленными объектами. Статистика свидетельствует, что на нефтебазах произошло 48% пожаров от общего числа пожаров в хозяйстве «Главтранснефти», из них на РП, состоящих из резервуаров вертикальных цилиндрических стальных (РВС), произошло 93% пожаров и аварий. Таким образом, очевидна потребность новых технических решений, повышающих надёжность и безопасность эксплуатации РП. На современном этапе развития решения задач повышения надёжности и безопасности эксплуатации РП можно достигнуть внедрением дополнительных функций действующей автоматизированной системы управления (АСУ) технологическим процессом (ТП) РП.

В двух книгах «Проектирование АСУ ТП» автор А.Л. Нестеров приводит основные понятия и термины АСУ ТП, границы её проектирования и место в функционировании производственного и технологического объекта управления (ТОУ); стадии создания, виды обеспечения и функционирования АСУ ТП. Сведения о трудоемкости и стоимости создания

АСУ ТП; о трудоемкости и стоимости пусконаладочных работ по системе; об особенностях финансирования программного обеспечения АСУ ТП [1].

Во второй книге приведены требования к выполнению схем АСУ ТП; выдаче заданий по смежным разделам проекта, которые должны обеспечить создаваемую АСУ ТП необходимым условиям ее функционирования и работоспособности ТОО. Сведения о подготовке чертежей и проектных документов для изготовления щитов и пультов управления; о выборе средств автоматизации, вычислительной и управляющей техники, программного обеспечения и SCADA-систем [2].

Автор Э.Л. Ицкович в монографии «Методы рациональной автоматизации производства» рассматривает широкий круг задач эффективной автоматизации промышленных объектов: анализ рынка программных и технических средств автоматизации; технические требования на средства и системы автоматизации; прогноз эффективности разрабатываемых систем автоматизации; эффективность эксплуатируемых систем автоматизации [3].

В справочнике проектировщика АСУ ТП автора Г.Л. Смилянского изложены вопросы проектирования и эффективности АСУ ТП в различных сферах народного хозяйства, методики создания информационного, организационного, математического, программного и технического обеспечений. Приведены необходимые справочные данные, в том числе сведения о технических средствах, даны рекомендации по учету параметров человека-оператора АСУ ТП [4].

ГОСТ 24.104-85 устанавливает общие требования к АСУ в целом, функциям АСУ, подготовленности персонала и видам обеспечения АСУ, безопасности и эргономике АСУ, к порядку проведения испытаний при вводе АСУ в действие [5].

ГОСТ 24.701-86 устанавливает основные положения по надежности АСУ, номенклатуру основных показателей надежности АСУ, порядок установления требований к надежности АСУ, общий порядок оценки надежности АСУ, состав и порядок проведения работ по обеспечению надежности АСУ [7].

II. ТЕОРИЯ

Архитектура АСУ ТП РП представляет собой трехуровневую систему.

Первый (нижний) полевой уровень системы автоматизации включает контрольно-измерительные приборы и автоматику (КИП и А), а также исполнительные устройства управления, пульты сигнализации и местного управления, расположенные на территории РП. Нижний уровень системы состоит из 3 подсистем: подсистемы управления РП, подсистемы измерения уровней и температур в резервуарах, подсистемы аварийной сигнализации.

Второй (средний) уровень - это программируемые контроллеры. Они выполняют функцию непосредственного автоматического управления ТП. Управление исполнительными механизмами осуществляется по определенным алгоритмам путём обработки данных о состоянии технологических параметров, полученных посредством КИП. Средний уровень системы состоит из 2-х подсистем: подсистема противоаварийных защит, подсистема управления технологическим оборудованием.

Третий (верхний) уровень включает в себя: автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов на базе персональных компьютеров со SCADA-системой операторского

управления и устройствами связи с объектом (УСО); сервер баз данных (БД), если используется автоматизированная система оперативного или коммерческого учета.

Стандартная АСУ ТП РП состоит из следующих подсистем:

- система измерений уровня налива нефти и нефтепродуктов;
- система предупреждения аварий и повреждений;
- система размыва донных отложений;
- система пожаротушения;
- система управления резервуарным парком.

АСУ ТП РП предназначена для обеспечения централизованного контроля и управления РП из местных диспетчерских пунктов (МДП) непосредственно у ТОУ.

Дистанционно измеряются и передаются в МДП следующие параметры:

- уровень нефти в резервуарах;
- температура по слоям продукта в резервуарах [8].

В МДП контролируются:

- достоверность измеряемых параметров на диапазон допустимых значений;
- параметры работы резервуаров;
- объем свободной емкости и нефти;
- положение запорной арматуры технологических трубопроводов РП;
- состояние средств локальной автоматики и каналов связи.

В АСУ ТП РП предусматривается автоматическая защита от перелива нефти в резервуарах и пожара.

В МДП предусматривается сигнализация о пожаре; предельных уровнях налива в резервуарах; положении задвижек РП.

При возникновении аварийных ситуаций обеспечиваться автоматическая световая и звуковая сигнализация.

Технические средства АСУ РП, установленные на резервуарах и находящиеся во взрывоопасной среде, должны быть взрывобезопасными, с искробезопасными электрическими цепями с уровнем или со специальным видом взрывозащиты.

В работе рассматривается вариант АСУ ТП РП, в которой предлагается установить дополнительные датчики и системы, обеспечивающие:

- измерение и контроль газо-воздушной среды в колодцах обнаружения утечек и в обваловании резервуара [9];
- контроль работы СКЗ резервуара, используя значения потенциалов, получаемых с электродов сравнения.

Информация, полученная с дополнительных датчиков и систем, обеспечит разработку и внедрение автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров (АС ДВУ), включённую НИИ Транснефть в 2018 г. в список 20 самых актуальных тем для разработки.

Для разработки АС ДВУ предлагается использовать существующий сертифицированный пакет программного обеспечения (ПО) АСУ ТП РП, к которому будет добавлена разработанная подсистема, выполняющая:

- получение сигналов от датчиков, установленных в колодцах обнаружения утечек;
- сбор сигналов от датчиков загазованности, установленных в каре резервуара;

- сбор сигналов от датчиков измерения потенциала катодной защиты (электродов сравнения), установленных под днищем резервуара;
- сбор сигналов от датчиков скорости коррозии, установленных под днищем резервуара;
- отображение полученной, спорадически возникающей информации, на экране АРМ оператора РП.

Кроме перечисленных функций подсистема должна выполнять анализ полученной информации, отделять недостоверные данные, извещать о приближении аварии и т.п.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для разработки системы непрерывного контроля ГВС в резервуарных парках проведено сравнение двух газоаналитических систем POLYTRON и СГАЭС–ТН (таблица 1).

Таблица 1. Сравнительные характеристики систем загазованности

| | POLYTRON | СГАЭС–ТН |
|-------------------------------------|--|---|
| Особенности | 1. Длительные интервалы между циклами технического обслуживания 2. Оперативность и точность измерения 3. Предупреждение о загрязнении оптики | 1. Полная автономность и взаимозаменяемость каналов. 2. Повышенная точность контроля концентраций газов по входу до $\pm 0,1\%$ НКПВ 3. Улучшенная помехозащищенность системы |
| Газы и диапазоны | Горючие газы и пары, 0 – 100% НПВ | Смеси паров нефти и нефтепродуктов с воздухом, 0 – 100% НПВ |
| Время срабатывания, с | 5 | 10 |
| Температура окружающего воздуха, °С | –40 до +65 | –40 до +55 |
| Срок службы, лет | 15 | 10 |
| Наработка на отказ, ч | 24000 | 35000 |
| Производитель | Германия | Россия |

На основе представленных данных, выбор сделан в пользу системы СГАЭС–ТН, так как имеет ряд преимуществ:

- полная автономность и взаимозаменяемость каналов;
- повышенная точность контроля концентраций газов по входу до $\pm 0,1\%$ НКПВ;
- программирование УПЭС потребителем без использования программатора и нестандартных кабелей через RS-232 с RS-485;
- повышенная надежность источников питания;
- отечественное производство.

Системы СГАЭС–ТН предназначены для измерения уровней загазованности в местах возможных появлений паров нефти (смеси паров нефти и нефтепродуктов с воздухом) вблизи технологического оборудования насосных станций (НПС), МНП, РП, наливных

эстакад. Выдачи предупредительной и аварийной сигнализации о достижении значений заданных уставок в % от НКПВ ГВС оператору НПС и для реализации программ автоматических защит НПС и включения аварийной вентиляции загазованности САУ НПС.



1 - корпус СГАЭС; 2 - основание (вводной отсек); 3 – клеммный (переходной) отсек; 3а - табло индикации; 3б – HART-разъем; 4 - влагопылезащитный кожух; 4а - штуцер подачи калибровочной смеси; 5 - кронштейн крепления; 6 – заземление; 7 – кабельный ввод

Рис.1. Газоанализатор СГАЭС

Системы состоят из датчиков газовых оптических (ДГО) и порогового устройства УПЭС. Область применения датчиков ДГО – взрывоопасные зоны помещений и наружных установок согласно ГОСТ, ПУЭ и другим нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных зонах [11]. Диапазоны измеряемых концентраций газов соответствуют значениям, указанным в таблице 2.

Таблица 2 – Диапазон измеряемых концентраций

| Условное обозначение исполнения | Газ | Диапазон концентраций | |
|---------------------------------|--------|-----------------------|----------|
| | | % НКПВ | об. д. % |
| ДГО-1 | Метан | 0-100 | 0÷5,0 |
| ДГО-2 | Пропан | 0-100 | 0÷2,3 |
| ДГО-3 | Гексан | 0-50 | 0÷0,5 |

На АРМ оператора РП (дежурного инженера НПС) будет выводиться мнемосхема рис. 2, отображающая показания всех датчиков контролирующих состояние ГВС в РП. На рис. 3 представлена мнемосхема контроля потенциалов ЭХЗ и скорости коррозии днища резервуара.

Принцип действия ДГО основан на оптико-абсорбционном методе анализа газов, сводящемся к измерению поглощения энергии инфракрасного (ИК) излучения анализируемым газом. ИК-излучение из герметичного корпуса датчика через прозрачное для излучения окно проникает в негерметизированный отсек, в котором присутствует анализируемая газовая смесь, и, отразившись от зеркала, через то же самое окно возвращается в герметичный корпус и попадает на фотоприемники. Выходной сигнал датчиков изменяется в диапазоне от 4 до 20 мА в зависимости от значения концентрации контролируемого газа [11].

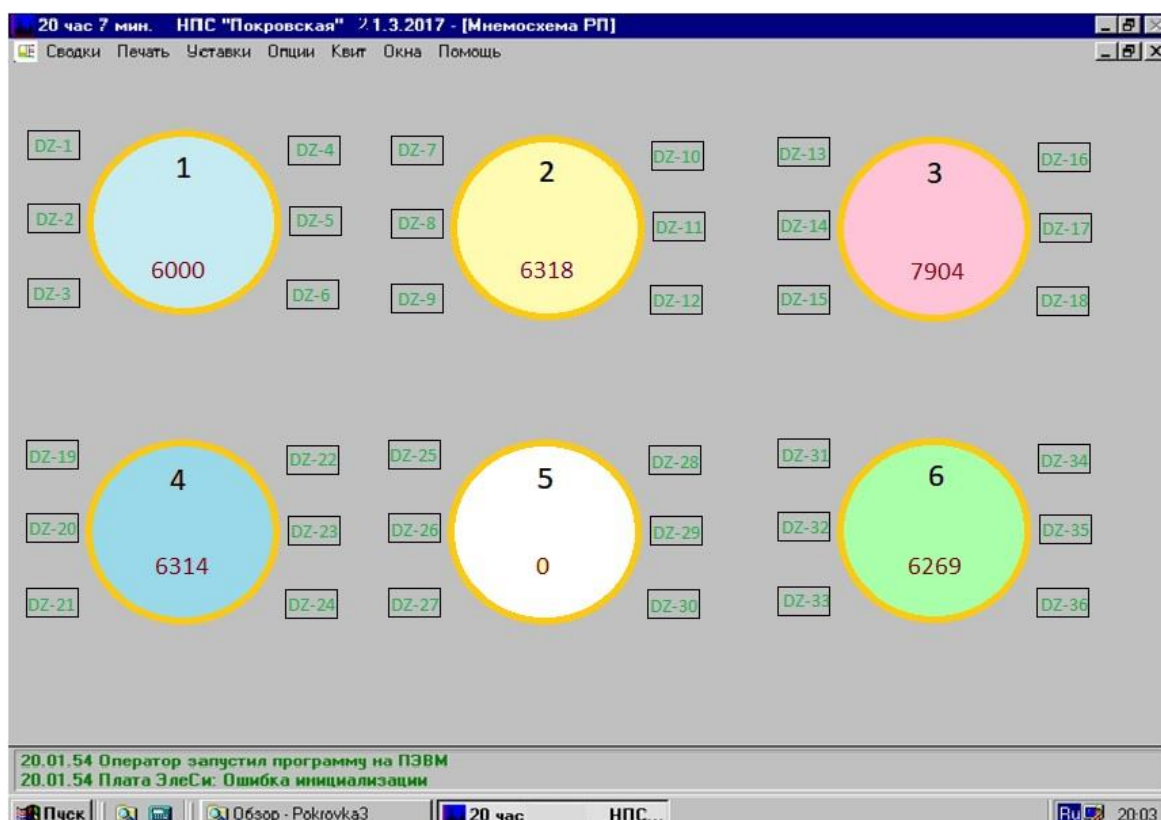


Рис. 2 – Схема, отображающая состояние и показания СГА

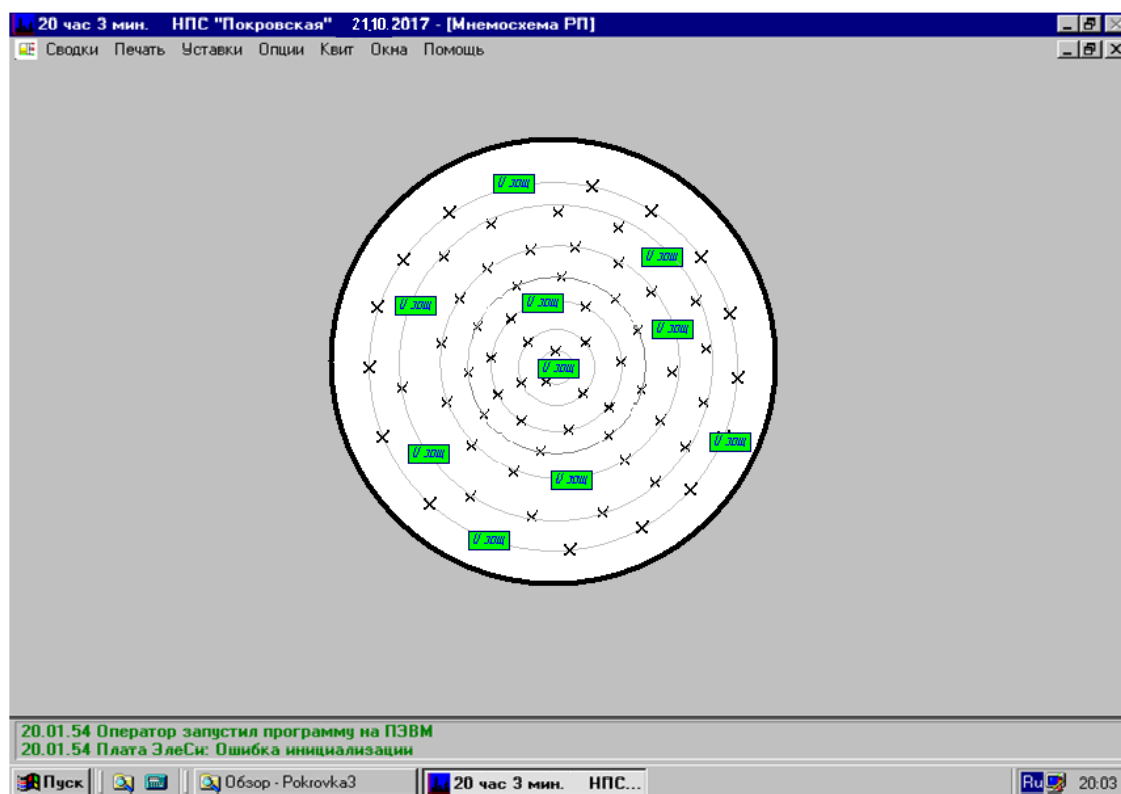


Рис.3. Схема электрохимической защиты резервуара

В РП контроль ГВС должен осуществляться стационарными газоанализаторами. Датчики контроля ГВС, должны устанавливаться по периметру обвалования складов (парков) с внутренней стороны на высоте 1,0-1,5 м от планировочной отметки поверхности земли. Датчики ДВК должны устанавливаться в районе узла запорно-регулирующей арматуры склада (парка), расположенного за пределами обвалования [12].

Анодные заземлители (АЗ) (провода для ЭХЗ типа ПАРМ 10 36 с медной жилой 10 кв. мм) и электроды сравнения (медносульфатные ЭСН-МС2) размещаются под днищем резервуаров и монтируются на песчаной подушке толщиной 150 мм. Схема расположения АЗ, кабелей ЭС и блоков пластин-индикаторов (БПИ) под днищем РВС, представлена нормами проектирования [14].

Подключение кабельных выводов от АЗ, ЭСН и резервуара к СКЗ выполняются в клеммных шкафах КШ-30Н. Выводы от блока БПИ-2 и резервуара заводятся в контрольно-измерительные пункты, установленные за обвалованием резервуаров [14]. Подключение этих выводов через модули устройства связи с объектом (УСО) к технологическому компьютеру позволит вести постоянный контроль состояния днища резервуаров.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

При детальном рассмотрении, автоматизированная система контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров может быть разработана и внедрена за относительно короткие сроки и малую стоимость, как подсистема, дополняющая функции действующей АСУ ТП РП. Такие показатели разработки АС ДВУ могут быть получены при построении технического, информационного, математического и программного обеспечений по аналогии с соответствующими разделами обеспечений, действующей АСУ ТП РП.

Функционирование АС ДВУ, как подсистемы состыкованной с АСУ ТП РП только повысит её эффективность и повысит показатели функционирования остальных подсистем.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, разработка и внедрение АС ДВУ, как подсистемы дополняющей функции действующие АСУ ТП РП позволит:

- выполнит разработку АС ДВУ в минимальные сроки;
- обеспечить безаварийную и бесперебойную работу РП;
- повысить надежность эксплуатации РП;
- повысить уровень безопасности при эксплуатации РП;
- снизить затраты на эксплуатацию РП.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Нестеров А.Л. Проектирование АСУТП: методическое пособие. Кн. 1 / А.Л. Нестеров.– СПб.: Изд-во ДЕАН, 2006. – 552 с.
- [2] Нестеров А.Л. Проектирование АСУТП: методическое пособие. Кн. 2 / А.Л. Нестеров.– СПб.: Изд-во ДЕАН, 2009. – 944 с.
- [3] Ицкович, Э.Л. Методы рациональной автоматизации производства / Э.Л. Ицкович.–М.: Инфра-Инженерия, 2009. – 443 с.
- [4] Справочник проектировщика АСУ ТП / Под ред. Г.Л. Смилянского. — М.: Машиностроение, 1983.–527 с.
- [5] ГОСТ 24.104-85. Автоматизированные системы. Общие требования.
- [6] ГОСТ 34.601-90 Автоматизированные системы. Стадии создания.

- [7] ГОСТ 24.701-86. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения.
- [8] ОТГ 35.240.50-КТН-024-13 Системы контроля уровня и температуры нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке. Общие технические требования.
- [9] ОТГ 35.240.00-КТН-014-13 Системы контроля загазованности на объектах нефтеперекачивающих станций. Общие технические требования.
- [10] СП 155.13130.2014 Свод правил склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности.
- [11] Системы газоаналитические СГАЭС-ТН. Руководство по эксплуатации. ЗАО «Электронстандарт-Прибор», г. Санкт-Петербург, 2011.
- [12] Руководство по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов.– М.: 2013. – 60 с.
- [13] РД 23.020.00-КТН-053-17 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз.
- [14] РД-91.020.00-КТН-234-10 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС
- [15] РД 35.240.50-КТН-109-13 Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения.

УДК 622.692.23

Л. Е. Землеруб, Ю. В. Терземан

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ПРИ ЗАМЕНЕ СВАРНОГО СОЕДИНЕНИЯ СТЕНКИ И ДНИЩА ТОРОИДАЛЬНЫМ ПЕРЕХОДОМ

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Аннотация – Самым нагруженным и ответственным элементом резервуаров вертикальных цилиндрических стальных (РВС) является сопряжение стенки и днища, называемое уторный узел. Основным повреждающим фактором в зоне расположения сварного уторного узла является гидростатическая малоцикловая нагрузка, возникающая при заполнении и опорожнении РВС, образующиеся при этом дефекты и концентраторы существенно снижают надежность и срок службы РВС. Для решения перечисленных проблем, возникающих при эксплуатации РВС, предлагается заменить сварное тавровое соединение стенки и днища тороидальным переходом. При исследовании напряженно-деформированного состояния (НДС) в зоне сопряжения днища и стенки выявлено, что предлагаемая конструкция позволит значительно снизить возникающие напряжения, повысить надежность, увеличить эксплуатационный период и продлить срок службы резервуаров, что значительно сократит затраты на эксплуатацию резервуарных парков (РП).

Ключевые слова – резервуары вертикальные стальные, напряженно-деформированное состояние, повышение надежности, безопасность эксплуатации, сопряжение стенки и днища

I. ВВЕДЕНИЕ

Установлено, что 30% всех ремонтных работ в резервуарном парке составляет ремонт в зоне уторного узла [1].

Актуальность данной работы подтверждается тем, что в настоящее время вопрос по совершенствованию сопряжения стенки и днища резервуаров вертикальных цилиндрических стальных (РВС) обсуждается в различных направлениях. Но ни один из предлагаемых вариантов не нашел практического применения.

Известны разработки различных нестандартных конструктивных решений сопряжения стенки резервуара с днищем. Так конструкция уторного узла может представлять собой гибкий торообразный кольцевой элемент, покоящийся на несжимаемой дегазированной жидкости [2]. Автор пишет, что при такой конструкции уменьшатся моменты краевого эффекта и напряжения изгиба в месте сопряжения стенки и днища.

Авторы работы [3] считают, что наиболее рациональной в отношении прочности формой сварного соединения является шов, вогнутый вовнутрь. Причем оптимальная величина вогнутости уторного шва должна составить 3–4 мм. Такой шов гарантирует отсутствие пластических деформаций в зоне уторного сварного соединения в процессе эксплуатации.

Установлено, что в уторном соединении сосредоточен максимальный уровень остаточных сварочных напряжений, достигающий предела текучести материала. Для повышения прочности и коррозионной стойкости соединения стенки и днища РВС в работе [4] предлагается изменить уторный узел резервуара и выполнить его в виде сваренных между собой специальной Т-образной окрайки и первого пояса резервуара.

В работе [5] исследователи с целью повышения ресурса работы и точности изготовления уторного узла предлагают использовать обратный выгиб окрайки.

Целью данной работы является повышение эксплуатационной надёжности и безопасности РВС с помощью замены сварного соединения стенки и днища тороидальным переходом.

Задачи исследования:

- 1) провести сравнительный анализ напряженно-деформированного состояния зоны сопряжения стенки и днища РВС, выполненного с помощью сварного таврового соединения с соединением, выполненным с помощью тороидального перехода;
- 2) обосновать техническую эффективность замены уторного узла новым конструктивным элементом;
- 3) провести расчет экономической эффективности предлагаемой разработки.

II. ТЕОРИЯ

В процессе эксплуатации РВС подвергается многофакторному комплексу внешних воздействий: статических, малоцикловых, снеговых, ветровых и гидравлических нагрузок, перепаду внешних температур и агрессивных рабочих сред, а также неравномерным деформациям грунтового основания с локальным перенапряжением корпуса резервуара.

На рис. 1 представлена схема определения пространственных перемещений стенки и днища резервуара, находящегося под гидростатической нагрузкой [1].

На рис. 1. Приводятся следующие обозначения:

- 1 – стенка;
- 2 – днище;
- 3 – часть окрайки с шириной $b_3 - b_{31}$, взаимодействующая с искусственным грунтовым основанием;
- 3' – часть окрайки с шириной b_{31} , лежащая на фундаментном кольце;
- 3'' – краечный выступ (консоль окрайки) с шириной b_{32} ;
- 4 – опорное кольцо с шириной b_4 ;

S_A, S_B – вертикальные перемещения левой (точка A) и правой (точка B) верхних кромок кольца;

θ – угол внутреннего крена кольца;

q_A, q_B – контактные напряжения в грунте под точками A и B ,

N_1 – реакция, действующая со стороны кольца на конец консоли в точке C ;

N_2 – реакция, действующая со стороны кольца на окрайку в точке B ;

C_1 – проекция точки C на ось O_3X_3 ;

НПД – начальное положение днища.

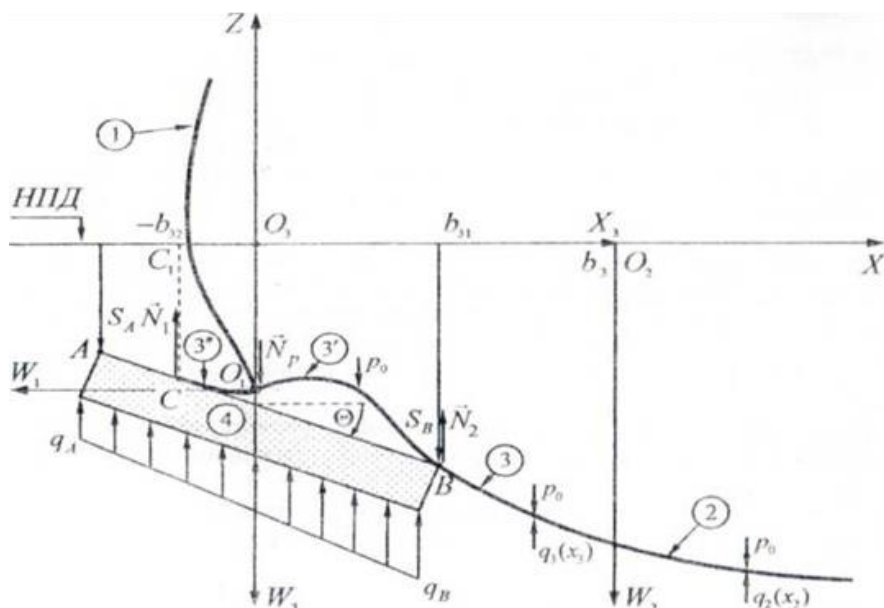


Рис. 1. Схема для определения пространственных перемещений стенки и днища резервуара

Вследствие увеличения единичного объема резервуара резко возрастают радиальные перемещения стенки. Так, к примеру, в резервуарах объемом до 5 тыс. м³ радиальные перемещения стенки от гидростатической нагрузки не превышают 7–8 мм, а в резервуарах больших объемов, для которых в нижних поясах стенки применяются стали повышенной прочности, радиальные перемещения доходят до 15–20 мм;

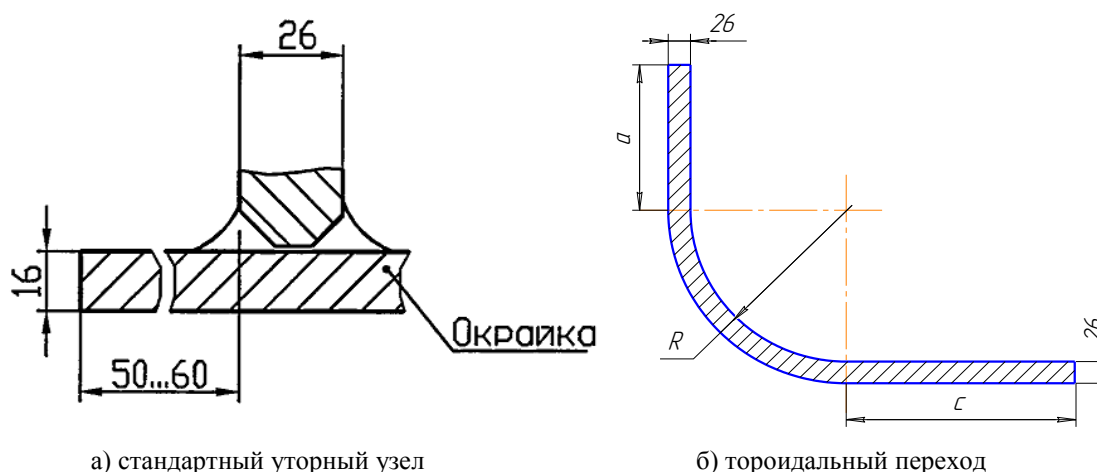
Вследствие циклических нагрузок, вызванных заполнением и опорожнением продуктом, возникают изгибающие моменты и поперечные силы. Так для таврового соединения стенки с днищем воздействия гидростатической нагрузки вызывает одномоментное изменение геометрии стенки и днища резервуара (стенка становится выпуклой и изгибающий момент вызывает поворот уторного узла и волну деформаций днища см. рис.1).

Для РВС очевидно наличие пластического шарнира в сварном тавровом соединении днища и стенки резервуара, то есть уторный узел работает в зоне пластических деформаций, что является концентратором напряжений и непосредственно влияет на срок безопасной эксплуатации конструкции.

В результате таких особенностей работы уторного узла появляются недопустимые дефекты, требующие вывода резервуара из эксплуатации и проведения внеочередного ремонта.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для решения перечисленных проблем, возникающих при эксплуатации РВС, предлагается заменить уторный узел частью тороидального кольца, соединяющего стенку с дном (рис. 2а, б).

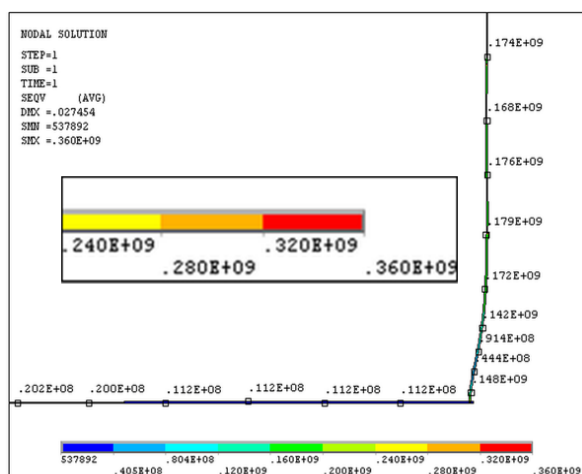


а) стандартный уторный узел

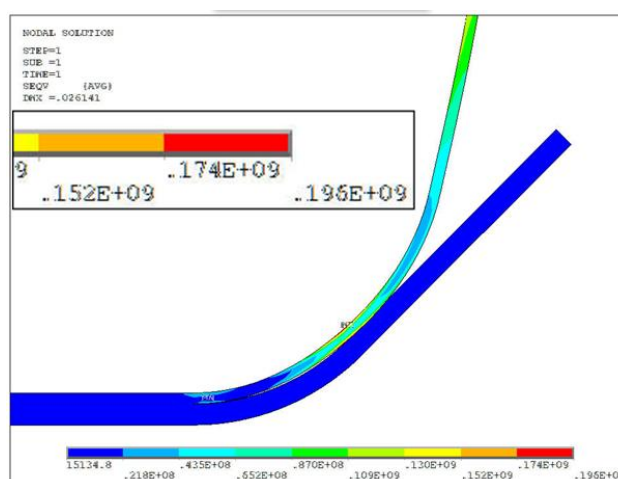
б) тороидальный переход

Рис. 2. Соединения дна резервуара со стенкой

По результатам расчетов, выполненных с помощью программы ANSYS, выявлено, что максимальное напряжение в некоторых точках консоли окрайки стандартного уторного достигает 360 МПа (рис. 3а). В предлагаемой конструкции, напряжения, возникающие в зоне сопряжения стенки и дна, составляют около 196 МПа (рис. 3б).



а) Напряжения в области стандартного уторного узла (до 360 МПа);



б) Напряжения в области тороидального перехода с подпятником (до 196 МПа).

Рис. 3. Результаты прочностного анализа в программе ANSYS

При этом для устойчивости резервуара по всему контуру стенки между тороидальным переходом и фундаментом резервуара предлагается уложить подпятник, с крепежными косынками, установленными с шагом, который рассчитывается в зависимости от диаметра РВС и толщины первого пояса. Данная конструкция иллюстрируется на рис.4, где стенка (6) и днище (7), соединены между собой тороидальным переходом (1). По всему контуру стенки под тороидальным переходом устанавливается подпятник (2), соединенный с косынкой (3), которая крепится к бетонному кольцу (5) с помощью анкерных болтов (4).

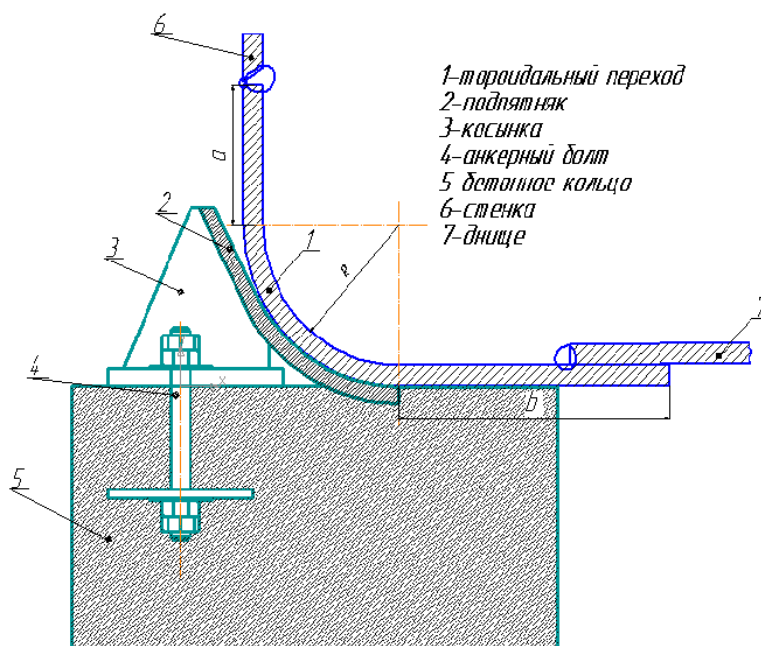


Рис. 4. Соединение днища и стенки тороидальным переходом

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

По результатам исследования выявлено, что максимальное напряжение в некоторых точках консоли окрайки стандартного уторного узла превышает предел текучести используемой стали, что указывает на неизбежность развития процессов пластического деформирования и образования трещин при длительной эксплуатации резервуара. В предлагаемой конструкции, напряжения, возникающие в зоне сопряжения стенки и днища, снижаются на 40%.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, предлагаемая конструкция позволяет:

- 1) значительно увеличить время до образования пластических деформаций днища резервуара и уменьшить напряжения, возникающие в стенке от гидростатической нагрузки;
- 2) значительно увеличить время до появления микро- и макротрещин в местах вспучиваний и замедлить процессы коррозии днища резервуара и нижней части стенки;
- 3) увеличить межремонтный период нижней части стенки и днища, продлить срок службы резервуаров и снизить затраты на ремонт резервуаров и эксплуатацию РВС;
- 4) существенно повысить надежность и безопасность РВС.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Горелов, А.С. Неоднородные грунтовые основания и их влияния на работу вертикальных стальных резервуаров / А.С. Горелов. – СПб.: ООО «Недра», – 2009 г. – 220 с.
- [2] Землянский, А. А. Инновационные принципы проектирования резервуаров нового поколения для хранения углеводородов / А. А. Землянский // Симпозиум 2013 – перспективные технологии XXI века. – Балаково: Изд-во БИГТУ, 2012. – С. 35.
- [3] Васильев, Г.Г., Оценка долговечности уторных узлов вертикальных цилиндрических резервуаров в процессе эксплуатации / Васильев Г.Г., Катанов А.А., Семин Е.Е.// Журнал нефтегазового строительства.– 2012.–№ 4. С. 36–41.
- [4] Скорняков, А.А. Совершенствование конструкции уторного узла стального вертикального резервуара / А.А. Скорняков, А.М. Файрушин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.– 2014.–№ 2 (14).–С. 32–37.
- [5] Модернизация уторного узла стального вертикального резервуара / А.М. Файрушин [и др.] // Транспорт и хранение углеводородного сырья.–2016.–№ 2.–С. 18–21.

УДК 622.692.4 : 620.197.5

И. Д. Губаренко¹, Ф. С. Китаев², Ю. А. Краус³

ОДИН ИЗ ПОДХОДОВ К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ МЕТОДИКИ РАСЧЁТА ПАРАМЕТРОВ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

¹ООО «Газпром трансгаз Югорск», г. Белоярский, Россия

²ООО «Энергофинстрой», г. Москва, Россия

³Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – Защита стальных подземных трубопроводов от коррозии – актуальная задача, решаемая организациями, эксплуатирующими системы магистральных и промысловых трубопроводов. Важным элементом решения данной задачи является технико-экономическое обоснование мероприятий по защите и энергосбережению при организации катодной защиты, что в свою очередь предъявляет определённые требования к методике расчёта основных параметров системы электрохимической защиты. Нормативные методики расчёта не позволяют в полной мере решить весь спектр поставленных задач, а точность специализированных программных комплексов зависит от точности большого массива исходных данных. Причём для многовариантного анализа методика должна обеспечивать приемлемую точность и быстрое действие. Данная работа посвящена вопросу разработки методики расчёта приемлемой по точности и быстроте действия.

Ключевые слова – электрохимическая коррозия, электрохимическая защита, установка катодной защиты

I. ВВЕДЕНИЕ

Пока при строительстве линейной части (ЛЧ) магистральных трубопроводов (МТ) используется низколегированная углеродистая сталь вопросы электрохимической защиты (ЭХЗ) от подземной коррозии остаются по-прежнему актуальными.

При ЭХЗ могут возникать две противоположные негативные ситуации. С одной стороны часть МТ, расположенная на большом удалении от точек подключения установок катодной защиты (УКЗ), может быть не достаточно поляризована, что будет приводить к недостаточному замедлению коррозионного процесса. А с другой стороны вблизи точки

подключения УКЗ поляризация может быть чрезмерной, что приводит к восстановлению водорода в структуре металла с последующим появлением микротрещин [1] и развитием так называемого коррозионного растрескивания под напряжением. Оба процесса негативно влияют на надёжность ЛЧ.

На данном этапе развития средств ЭХЗ центр тяжести научно-технических разработок смещён в область совершенствования материальной базы средств ЭХЗ и электрометрических измерений [2], автоматизации и управления УКЗ [3], энергосбережения при организации катодной защиты [3, 4] и технико-экономического обоснования защитных мероприятий [4]. Возникает потребность в совершенствовании существующих методик расчёта средств ЭХЗ, с целью исключить в будущем существенное отклонение текущих эксплуатационных параметров от параметров, заложенных при проектировании и обоснованных экономически. Особую роль играет совершенствование методики расчёта параметров ЭХЗ при прогнозировании электропотребления и поддержания защитного потенциала на границах зон ответственности УКЗ.

Целью данной работы является совершенствование методики расчёта параметров УКЗ.

II. ТЕОРИЯ

Расчёт параметров катодной защиты заключается в совместном решении двух дифференциальных уравнений:

$$\frac{d^2 I}{dx^2} - \alpha^2 \cdot I = \frac{I_{\max} \cdot \rho_{ep} \cdot x}{R_{\text{ПТ}} \cdot \pi \cdot (y^2 + x^2)^{1,5}}; \quad (1)$$

$$\frac{d^2 U}{dx^2} - \alpha^2 \cdot U = \frac{I_{\max} \cdot \rho_{ep}}{\pi} \cdot \left(\frac{3 \cdot x^2}{(y^2 + x^2)^{2,5}} - \frac{1}{(y^2 + x^2)^{1,5}} \right), \quad (2)$$

где I – ток в защищаемом МТ;
 α – постоянная распределения токов и потенциалов вдоль трубопровода;
 I_{\max} – ток приходящий в точку дренажа с одного плеча трубопровода;
 ρ_{ep} – удельное электрическое сопротивление грунта в поле токов катодной защиты;
 $R_{\text{ПТ}}$ – переходное сопротивление трубопровода;
 y – удаление анодного заземления (АЗ) от защищаемого трубопровода;
 x – координата вдоль оси трубопровода;
 U – потенциал «трубопровод–грунт».

Следует отметить, что на основные параметры УКЗ (протяжённость защитной зоны и силу защитного (дренажного) тока) оказывают влияние следующие параметры:

- удельное электрическое сопротивление грунта;
- удаление АЗ от защищаемого МТ;
- переходное сопротивление трубопровода, которое влияет на постоянную распределения потенциалов по длине МТ и зависит от удельного электрического сопротивления грунта и переходного сопротивления изоляционного покрытия.

Существует два принципиально отличающихся подхода к решению системы уравнений (1)–(2):

1) использование различных процедур дискретизации и численного решения системы дифференциальных уравнений: данный подход реализуется в виде программных комплексов, как например АРМ-ЭХЗ, основные принципы функционирования которого представлены в работе [5];

2) применение аналитических методик с использованием некоторых допущений: данный подход реализован в стандартах и руководящих документах организаций [6, 7] нормативных документах.

Первый подход к расчёту является более точным, однако требует разработки специализированного программного обеспечения и значительно больший объём исходных данных, что в свою очередь нивелирует его применимость на практике.

При использовании второго подхода наблюдаются существенные расхождения по принимаемым допущениям. Так в нормах проектирования ПАО «Транснефть» решение уравнения (2) представлено в виде трансцендентного уравнения, которое решается методом последовательного приближения. В методике ПАО «Газпром» [7] пренебрегают влиянием воронки потенциала вокруг АЗ: при определении протяжённости защитной зоны и силы дренажного тока принимают правые части уравнений (1) и (2) равными нулю, что существенно упрощает задачу, но искажает результат.

В методиках [6] и [7] предполагается определять протяжённость защитной зоны и силу защитного тока, однако часто возникает задача проектирования системы ЭХЗ, когда местоположение УКЗ определено технологическими особенностями МТ. Например, в работе [5] УКЗ совмещены с крановыми узлами магистрального газопровода. В этом случае целесообразнее использовать модели распределения наложенного потенциала.

Распределение наложенного потенциала для трубопровода бесконечной длины при решении уравнения (2) даёт следующий результат:

$$U(x) = U_{\max} \cdot e^{-a \cdot x} - \frac{I_{\max} \cdot \rho_{ep}}{\pi \cdot y} \cdot e^{-a \cdot x} + \frac{I_{\max} \cdot \rho_{ep}}{\pi \cdot \sqrt{y^2 + x^2}}, \quad (3)$$

где U_{\max} – смещение потенциала в точке подключения (дренажа) УКЗ.

При защите МТ с помощью нескольких УКЗ наложенные потенциалы от смежных станций суммируются, согласно принципу суперпозиции.

Если пренебречь влиянием воронки потенциалов вокруг АЗ, то выражение (3) упростится следующим образом

$$U(x) = U_{\max} \cdot e^{-a \cdot x}, \quad (4)$$

что соответствует методике [7].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Сравнение распределения потенциалов с учётом принимаемых допущений представлено на рис. 1, из которого видно, что воронка потенциала вокруг АЗ приводит к резкому падению потенциалу вблизи точки дренажа. Следовательно, пренебрежение влиянием воронки потенциалов вокруг АЗ приводит к завышению предполагаемой протяжённости защитной зоны в несколько раз. Из рис. 1 можно заметить, что на некотором удалении от точки дренажа распределение потенциала по формуле (3) совпадает с

выражением (4), если в нём заменить U_{\max} на некоторое мнимое значение U^*_{\max} ($|U_{\max}| > |U^*_{\max}|$):

$$U^*(x) = U^*_{\max} \cdot e^{-\alpha \cdot x} \quad (5)$$

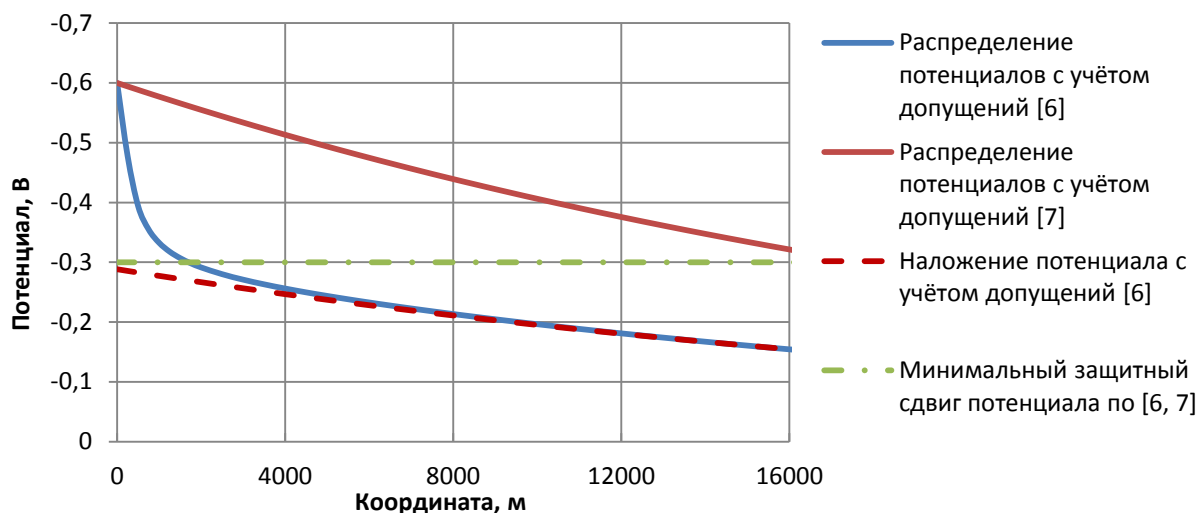


Рис. 1. Сравнение распределения наложенных потенциалов для трубопровода бесконечной длины при разных допущениях

Расхождение значений будет зависеть от удельного электрического сопротивления грунта (рис. 2) и удаления АЗ от МТ (рис. 3): нетрудно заметить, что при удельном сопротивлении грунта стремящемся к нулю и удалении АЗ от МТ стремящемся к бесконечности зависимости (3), (4) и (5) сближаются.

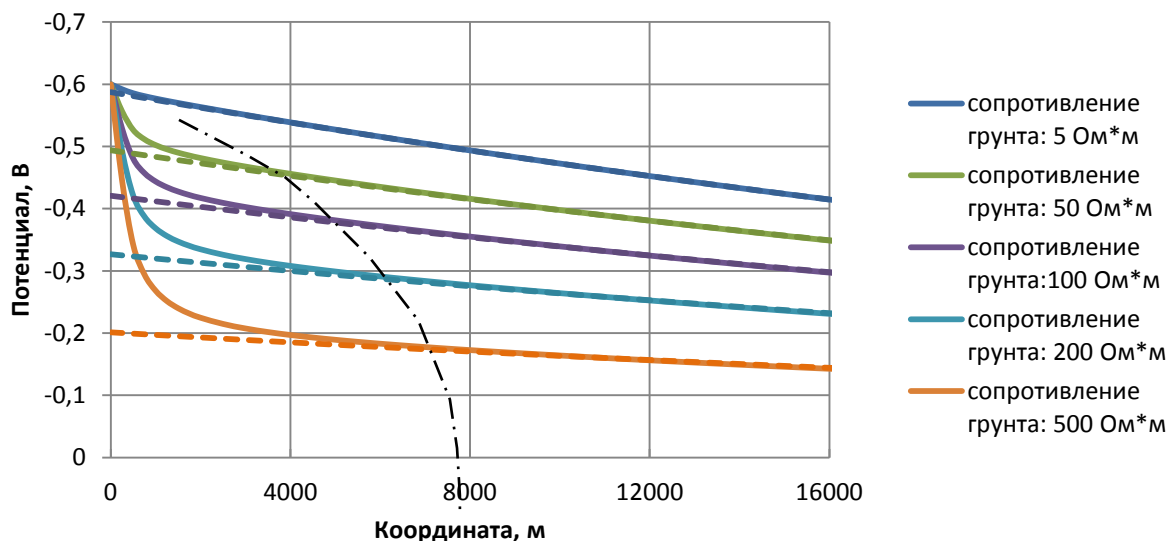


Рис. 2. Влияние удельного электрического сопротивления грунта (при $y=200$ м)

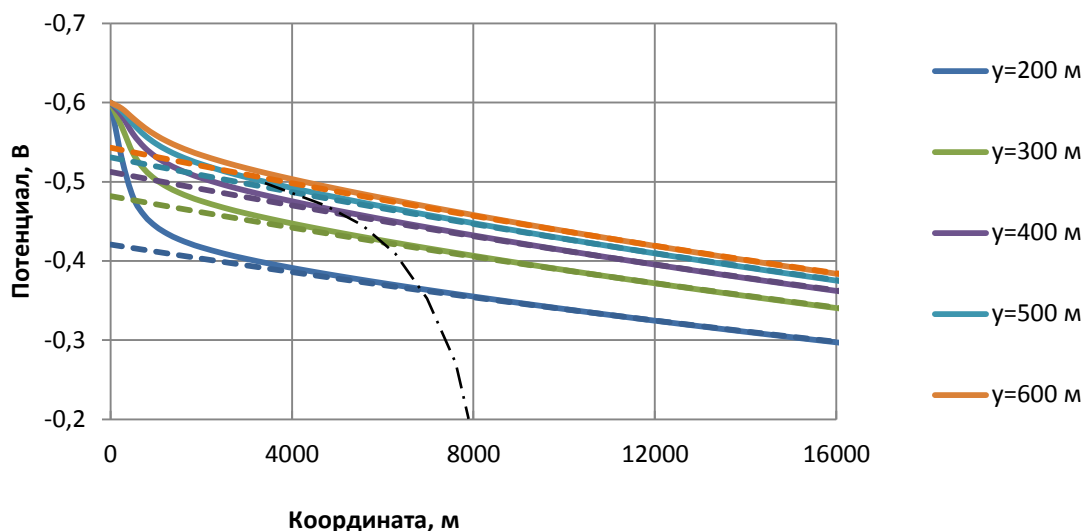


Рис. 3. Влияние удаления АЗ от МТ (при $\rho_{zp}=100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$)

Из рис. 2 и 3 видно, что существует некая координата x_0 (штрихпунктирная линия на рис. 2), которая ограничивает область влияния воронки потенциалов вокруг АЗ на распределение потенциалов вдоль трубопровода.

Диаграмма для определения x_0 , представлена на рис. 4.

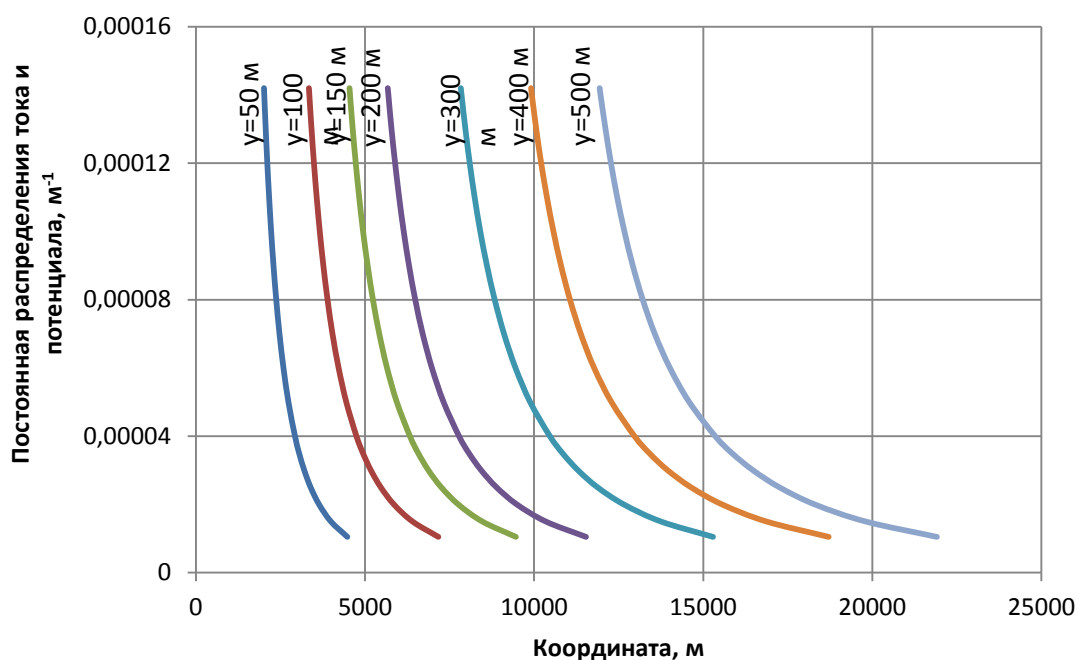


Рис. 4. Диаграмма нахождения x_0 для различного удаления АЗ

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Таким образом, целесообразно пересмотреть нормативную базу отрасли и привести стандарты и руководящие документы организаций, занимающихся эксплуатацией систем магистральных трубопроводов к единому виду, учитывающему весь спектр факторов.

Следует отметить особое влияние удельного электрического сопротивления грунта на точность расчёта (соответствие расчётных параметров действительным), так как при получении уравнений (1)–(2) предполагалось, что во всём объёме грунта, в котором появляются токи катодной защиты, имеется постоянное сопротивление.

В действительности удельное сопротивление грунта изменяется:

- по длине ЛЧ МТ, оказывая влияние на переходное сопротивление трубопровода;
- в объёме грунта вокруг АЗ.

Его влияние на постоянную распределения токов и потенциалов, особенно при использовании высококачественных покрытий с высоким сопротивлением, не существенно. При значениях менее 200 Ом·м (в нормативах [6, 7] менее 50 Ом·м), им можно пренебречь при расчёте без ущерба для точности распределения потенциалов за границей влияния воронки потенциалов вокруг АЗ, несущественное занижение переходного сопротивления пойдёт в запас расчёта. Однако в области воронки потенциалов вокруг АЗ удельное электрическое сопротивление грунта необходимо определять с максимальной возможной точностью, так как именно на участке от точки дренажа до точки x_0 определяется основной спад потенциала и именно удельное электрическое сопротивление грунта в этой области максимально соответствует «удельному сопротивлению в поле токов катодной защиты». Таким образом, определение координаты границы влияния воронки потенциалов вокруг АЗ позволит повысить точность использования как данной, так и нормативных методики [6], а также сократит требуемый объём электрометрических измерений, сосредоточив его в ограниченной области. Было установлено, что x_0 находится в диапазоне от 500 до 8000 м.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемый подход может выступать в качестве самостоятельной методики или дополнять существующие нормативные документы и позволяет исследовать распределение потенциалов вдоль ЛЧ МТ при различных изменения входных параметров.

Повысить точность расчёта можно за счёт более тщательного подхода к анализу исходных данных в части электрометрических измерений удельного электрического сопротивления грунта.

Была построена диаграмма поиска границы влияния АЗ в зависимости от его удаления от защищаемого МТ и постоянной распределения токов и потенциалов. Данная диаграмма может способствовать более точному расчету основных параметров ЭХЗ, поскольку она позволяет найти диапазон, в котором необходимо уточнять полевые данные, а не усреднять их на достаточно большой протяженности магистрального трубопровода, в соответствии с методиками [6, 7].

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Хижняков, В.И. Перезащита – фактор образования и роста стресс-коррозионных трещин на катоднозащищаемой поверхности высоконапорных трубопроводов // Практика противокоррозионной защиты. – 2013. – №4, вып. 70. – 23-27 с.
- [2] Яблунчанский, А.И. Опыт проектирования системы противокоррозионной защиты магистрального газопровода Россия – Турция. // Опыт применения современных отечественных приборов и технологий для обеспечения эффективной защиты от коррозии объектов отрасли: материалы отраслевого совещания ОАО «Газпром». – Москва, 2001. – Ч. 1. – С. 45–54.

- [3] Мустафин, Т.С. Техническое состояние и концепция развития системы защиты от коррозии объектов ОАО «АК «Транснефть» / Мустафин Т.С., Неганов Д.А., Скуридин Н.Н. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. - №3(19). – С. 6-11.
- [4] Притула, В.В. Современные проблемы защиты от подземной коррозии // Коррозия территории нефтегаз.– 2012.– 18–21 с.
- [5] Ткаченко, В.Н. Расчёт электрохимической защиты трубопроводных сетей от коррозии методом дискретизации / В.Н. Ткаченко // Электричество.–2007.–№12.–С. 41–47.
- [6] РД 91-020.00-КТН-234-10 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС / ОАО «Институт ВНИИСТ». – М., 2019. – 70 с
- [7] СТО Газпром 9.2–003–2009. Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений / ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ». – М, 2009. – 44 с.

УДК 622.692.4.053 : 504.4

К. П. Монич

ПРИМЕНЕНИЕ ВОСОКОТОЧНЫХ СРЕДСТВ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация – В данной статье рассматриваются различные методы и системы мониторинга объектов нефтегазовой отрасли, в первую очередь системы трубопроводного транспорта, объекты хранения углеводородов, располагающиеся в северных регионах страны. Статья направлена на ознакомление с существующими методами мониторинга. Рассмотрено внедрение и применение различного, высокоточного оборудования сбора данных в системы трубопроводного транспорта для максимально эффективного мониторинга. Описаны и представлены средства систем мониторинга, предлагаемые авторам данной статьи для минимизации риска возникновения на объектах нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова – трубопроводный транспорт, мониторинг, гироскоп, акселерометр

I. ВВЕДЕНИЕ

Большая часть проектов нефтегазовой отрасли непосредственно связана с развитием новообразованных центров добычи углеводородов и строительством новых систем транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов. Безопасная эксплуатация нефтегазового комплекса в северных регионах Российской Федерации, где пролегают многолетнемерзлые грунты, во многом осуществляется за счет продуктивной работы систем мониторинга. Системы мониторинга трубопроводного транспорта обладают различными функциями. Различные природные факторы формируют геокриологические условия, грунты могут пребывать в различных состояниях, это значит заключать в себе различные физико-механические характеристики и деформационные свойства. Вследствие этого опорные конструкции (сваи), могут изменять своё положение относительно проектного положения, что впоследствии может привести к аварийным ситуациям. Для того, чтобы снизить вероятность данного события, в статье рассматриваются высокоточные средства для осуществления мониторинга для отслеживания отклонения от проектного положения свайных конструкций.

Своевременный мониторинг поможет осуществлять необходимые меры для устранения отклонения, а также избежать возможных аварийных ситуаций.

II. ТЕОРИЯ

Системы мониторинга применяются в различных областях, в данном случае контроль за положением актуален для объектов, эксплуатируемых в сложных природно-климатических условиях с подвижным грунтом

Во время эксплуатации надзор за линейной частью трубопровода играет важную роль. Эту обязанность выполняет обслуживающий персонал, в задачи которого входит постоянное и тщательное наблюдение за состоянием наружной поверхности трубопроводов и их деталей (опорных конструкций). Исходя из конкретных условий и состояния трубопроводов, администрацией предприятия устанавливаются сроки осмотра, не реже одного раза в 3 месяца. Не стоит забывать и о плановой ревизии трубопроводных систем. Первая выборочная ревизия трубопроводов, транспортирующих неагрессивные или малоагрессивные среды, должна производиться не позднее чем через 2 года после ввода трубопровода в эксплуатацию. При проведении ревизии особое внимание следует уделять участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода. Одним из пунктов ревизии является проверка состояния и правильности работы опор, крепежных деталей. Ревизия считается удовлетворительной, если собранные данные соответствуют допустимым нормам. Однако такой контроль не может учесть фактическую историю действия нагрузок, приводящих к различным отклонениям.

Рассмотрим существующую систему мониторинга технического состояния мостов, для сравнительного анализа. Данные системы устанавливаются на объекты, имеющие какие-либо просадки опор по предварительным обследованиям. Просадка опор относительно проектного положения подвергает под опасность эксплуатацию объектов. Перед установкой системы мониторинга предварительно необходимо определить наиболее опасные зоны объекта, выбрать места установки датчиков, а также назначить датчикам индикаторные интервалы, характеризующие возможность достижения предельных состояний. Для решения этих задач, а также определения фактической несущей способности моста необходимо провести его компьютерное моделирование. Для осуществления эффективного мониторинга система содержит различные датчики.

Для достоверной оценки текущего и прогнозирования дальнейшего технического состояния опорных сооружений трубопроводов, с целью заблаговременного предупреждения о тенденциях его изменения, необходима установка постоянно действующей системы, способной не только заменить периодические обследования, но и повысить безопасность эксплуатации.

В ходе лабораторных исследований было выявлено, что для эффективного отслеживания положения свайных конструкций можно использовать цифрового датчик семейства Arduino – акселерометр и гироскоп способный заменить привычных для осуществления таких измерений инклинометр. Данное устройство производит определение угла наклона в режиме реального времени, отображая все данные на мониторе. Полученные данные, возможно, использовать в различных программных обеспечениях благодаря протоколу обмена данных I2C.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В ходе исследований было выявлено, что цифровой датчик имеет большой разброс полученных результатов из-за реагирования на внешние шумовые колебания. Для калибровки гироскопа и акселерометра применены две дополнительные библиотеки Wire и Kalman. После применения дополнительных библиотек данные максимально приближены к реальным. Для окончательного расчета угла наклона, был произведен подбор коэффициента усиления, равный 0.95. В основе датчика MPU6050 лежит гироскоп и акселерометр, для получения более точных результатов необходимо использовать их вместе. Для сравнения данных с гироскопа и гироскопа–акселерометра, датчик был расположен под углом 10° относительно оси x , 15° относительно оси y (смотри таблицу 1).

Таблица 1. Данные гироскопа и акселерометра при отклонении

| Ось | Полученные данные | |
|-----|-------------------|-----------------------|
| | Гироскоп | Гироскоп–акселерометр |
| x | 7° | $9^\circ 56'$ |
| y | $13^\circ 30'$ | $14^\circ 40'$ |

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Применение данного цифрового датчика существенно облегчить мониторинг за системами трубопроводного транспорта в труднодоступных участках. В Северных регионах при смене времен года происходят температурные изменения грунта, в которых располагаются свайные конструкции.

В настоящее время активно применяется система термостабилизации, но она не всегда эффективна и требуются дополнительные работы по сохранению проектного положения свайных конструкций. Периодические осмотры трас трубопровода, не всегда заблаговременно могут выявить какое-либо отклонение. А для наиболее надежной и безопасной эксплуатации трубопровода, транспортирующего различные нефтяные продукты необходимо наблюдать постоянное состояние трубопровода, основу конструкций которых составляют сваи.

Учитывая множество факторов способных повлиять на техническое состояние опорных конструкций, внедрение высокоточных средств мониторинга необходимо, для своевременной ликвидации глобальных экологических аварий. Цифровой датчик MPU6050 семейства Arduino подходит, как для лабораторных испытаний данного вопроса, так и в дальнейшем для реализации на реальных объектах.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализация системы мониторинга с использованием высокоточных устройств решит проблему контроля фактического состояния опорных сооружений, чего нельзя добиться периодическими осмотрами трубопроводов.

Основными ненормативными воздействиями в данном случае является воздействие со стороны нестабильных грунтов в периоды смены климатических условий. Данное явление может привести к превышению допустимых отклонений свайных сооружений, ведущее к дальнейшему разрушению трубопровода, как следствие человеческие жертвы и значительные финансовые затраты. Система мониторинга при помощи высокоточных

устройств позволит следить и фиксировать фактическое положение опорных конструкций. При разрабатываемом программном обеспечении можно добиться дальнейшей оценки и выдачи рекомендаций по эксплуатации работникам обслуживающей организации.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Анализ риска аварий на магистральном трубопроводе, транспортирующем широкую фракцию легких углеводородов / С. И. Сумской [и др.] // Безопасность труда в промышленности. – Москва, 2007. – № 2. – С. 48–52..
- [2] Анализ риска аварий на нефтепроводных системах БТС и МН «Дружба» / М. В. Лисанов [и др.] // Безопасность труда в промышленности. – 2006. – №1. – С. 34–40.
- [3] Мониторинг как критерий оценки надежности объектов с системами температурной стабилизации грунтов. / С. Н. Стрижков [и др.] // «Трубопроводный транспорт (теория и практика)» – 2012. – №1. – С. 10-17.
- [4] Мелкомасштабное картографирование трендов современных изменений температуры грунтов на севере России. / А. В. Павлов [и др.] // Криосфера Земли. – 2009. Т. 13, № 4. – С. 32–39.
- [5] CAE-CUBE: [Электронный ресурс].– URL: <https://cae-cube.ru/> (1.08.2018)

УДК 622.692.48 : 504.5

Н. В. Чухарева, Д. А. Нечаев

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ ПРИ РАЗРУШЕНИИ НЕФТЕ– И ПРОДУКТОПРОВОДОВ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация – В работе проведен анализ существующих методов и средств для очистки водной поверхности от загрязнения нефти или нефтепродуктами в результате разрушения нефте- или продуктопроводов. Представлены основные группы методов с указанием их основных недостатков. На основе полученных данных установлено основное направление комбинации методов ликвидации разливов с целью сокращения времени мероприятий и повышения качества очистки. Предложена модель комбинированного устройства, включающего разные модули для удаления основного объема углеводородов, нанесения сорбционных материалов на остаточные тонкие олеофильные пленки и дальнейшего удаления сорбента с отработавшим сорбтивом, а так же модуль управления, который позволяет регулировать интенсивность вращения заборного устройства и объем подаваемого сорбента.

Ключевые слова – нефтепровод, разлив, водная поверхность, технология, устройство, комбинация методов, оптимизация

I. ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития трубопроводного транспорта (ТТ) жидких углеводородов актуальными остаются вопросы, связанные не только с инновационными технологиями и методиками транспортировки и хранения нефти /нефтепродуктов (ТХН/Н), но и вопросы, позволяющие соблюдать правила промышленной безопасности опасных производственных объектов в соответствии с последними требованиями нормативно технической и методической документации [1–13]. И, как следствие, немаловажное значение приобретает комплекс различных мероприятий, направленных на минимизацию

возникновения и развития дополнительных рисков в случае чрезвычайной ситуации на транспортирующем предприятии.

Проведенный литературный обзор показал, что, несмотря на значительное количество исследований в области ТХН/Н, а именно, разработку новых и совершенствование существующих технологий сооружения и эксплуатации объектов ТТ, в том числе и с помощью методов математического моделирования (обеспечение надежности и долговечности объектов эксплуатации), избежать опасности возникновения аварийных ситуаций, инцидентов или другого уровня техногенных событий [8, 9], не удастся, о чем свидетельствуют данные [13].

Следует отметить, что наиболее повышенную опасность представляют объекты ТТ, расположенные вблизи различных населенных пунктов и/или, непосредственно, пересекающие водные преграды. Это обусловлено тем, что, с одной стороны, даже незначительные повреждения трубопроводов и оборудования могут привести к потере ценного сырья (негерметичность конструкций, коррозионные разрушения, наезды тяжелой техники, несанкционированные врезки, нарушения режимов эксплуатации, форс-мажорные обстоятельства [6]). С другой стороны, с учетом опасных и вредных свойств нефти/нефтепродуктов (далее нефтяных углеводородов (НУВ)), время, затрачиваемое на ликвидацию последствий таких разрушений, может существенно повлиять на жизнь и здоровье населения и привести к нарушению экологического баланса территорий в области лицензионной деятельности эксплуатирующих организаций [2, 6, 8, 9]. Поэтому все исследования, направленные на поиск решений, позволяющих минимизировать последствия техногенных событий в случае их возникновения, являются актуальными.

Исходя из изложенного выше, целью работы является: разработка устройства комбинированного типа для удаления НУВ с водной поверхности с сочетанием методов очистки.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) охарактеризовать особенности разливов НУВ на водной поверхности и выделить основные признаки методов их ликвидации, влияющие на выбор оборудования для удаления жидких углеводородов и затрачиваемое время;
- 2) провести литературный анализ современных патентных разработок по устройствам для сбора НУВ с водной поверхности с определением основных недостатков, которые следует устранить при сочетании методов очистки в новой модели устройства комбинированного типа;
- 3) представить основные характеристики, принцип действия и достоинства модели устройства комбинированного типа для удаления НУВ с водной поверхности.

II. ТЕОРИЯ

Современные исследования, посвященные изучению свойств водо-нефтяных эмульсий, которые образуются вследствие попадания НУВ на поверхность естественных водоемов пресных и морских вод в результате аварийных разрушений ТТ и оборудования нефтетранспортных организаций, свидетельствуют, что для распределения НУВ на любой водной поверхности характерно одновременное протекание различных физико-химических и биологических процессов. К таким процессам [23–27] относят процессы эмульгирования,

растворения, окисления, образования агрегатов, седиментации (когда частицы дисперсной фазы (НУВ) оседают в дисперсионной среде (воде) под действием гравитационных сил испарения и биодegradации. Их характерной особенностью является то, что они, согласно [24-27], объединяются в три следующие друг за другом этапа (гравитационно-инерционный, для которого характерны процессы образования пятна и начальное фракционное разделение НУВ; гравитационно-вязкостный, когда поведение дисперсной фазы в дисперсионной среде определяется влиянием внешних гидрологических и метеорологических характеристик; дисперсионно-пленочный, когда силы поверхностного натяжения между фазами и силы вязкости влияют на высоту слоя пятна НУВ и начинается его биологическая и биохимическая трансформация), что указывает на сложный характер взаимодействия разных фаз, специфику процессов фазовых переходов и определяет стойкость водо-нефтяных эмульсий к внешним воздействиям.

Кроме того, распределение пятна НУВ на водной поверхности и его нестационарность зависит не только от поведения дисперсной фазы в дисперсионной среде и реологических свойств НУВ, но и термобарических, метеорологических условий, скорости течения и характера возникающих волн. Все это определяет условия прогнозирования траектории движения разливов [1, 25, 26], выбор места, технических средств и оборудования для проведения ликвидационных мероприятий по очистке водной поверхности от загрязнения наиболее эффективным методом в соответствии с реальными условиями развития того или иного уровня техногенного события (классификация [11]), на текущий период времени.

Проведенный литературный анализ [10-12, 19, 21-23] позволил распределить методы ликвидации аварийного разлива нефти (ЛАРН) с водной поверхности на 4 основные группы, каждая из которых имеет характерные признаки, обусловленные применяемыми методами и оборудованием: механический сбор нефти, химическое сорбирование или диспергирование, микробиологический метод и метод контролируемого сжигания.

Необходимо отметить, что указанным группам методов соответствуют индивидуальные временные периоды проведения мероприятий ЛАРН и объем привлекаемого финансирования. Кроме того, следует указать на их ограничение в универсальности с точки зрения сочетания друг с другом. Поэтому для минимизации вредного воздействия на окружающую среду требуется их комбинирование, и, как следствие, увеличивается затрачиваемое предприятием на ликвидацию общее время, возрастает объем привлекаемых технических устройств и количество обслуживающего персонала, что, в конечном итоге, определяет их основные недостатки.

Проведенный патентный обзор показал, что разработка новых технических средств комбинированного типа для ЛАРН на водной поверхности остается актуальной, и предлагаемые решения имеют некоторые недостатки, которые определяют габариты устройств, их маневренность, время проведения технологической операции и привлечение других средств.

Широкое распространение получили автономные нефтесборщики (скиммеры), которые предназначены для удаления и сбора нефтешлама при помощи вращающихся олеофильных дисков, барабанов и лент. Данный тип установок, в соответствии с [3, 16, 17], с одной стороны, имеет несложную конструкцию, обеспечивающую простоту в управлении и

быстрый ремонт, с другой стороны, для качественного удаления НУВ требуется привлечение технических устройств и материалов для удаления остаточных пленок.

Распылители-аэраторы [12, 14, 15], которые предназначены для нанесения сорбентов и биопрепаратов, обладают неоспоримым преимуществом оптимального использования указанных материалов. С другой стороны, указанные конструкции невозможно применять при большой толщине пятна НУВ, что ограничивает качество мероприятий ЛАРН, при условии применения только этого метода без сочетания с вышеуказанными технологиями.

На сегодняшний день требованиям сочетания в одном техническом устройстве разных методов отвечают устройства комбинированного типа. Как следует из данных патентов [5, 19], предлагаемых решений мало. Несомненно, они повышают качество работ по ЛАРН, так как применяются передвижные технические комплексы с возможностью одновременной очистки рабочих поверхностей от основного объема разливов НУВ и/или возможностью распыления нефтеокисляющих препаратов или сорбентов. В случае применения только сорбционных материалов такие устройства не способны в полном объеме решить задачи по очистке водной поверхности от загрязнений НУВ. Комбинированные устройства, предназначенные для удаления НУВ и нанесения биопрепаратов [19], также не эффективно применять в случаях низких температур, вследствие чувствительности микроорганизмов на термобарические изменения. Стоит отметить, что процессы биодеструкции протекают, но их скорость невелика [7].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Решением указанной проблемы может быть предлагаемое авторами данного исследования комбинированное техническое устройство (КУ), которое представляет собой сочетание разных технологических блоков, предназначенных:

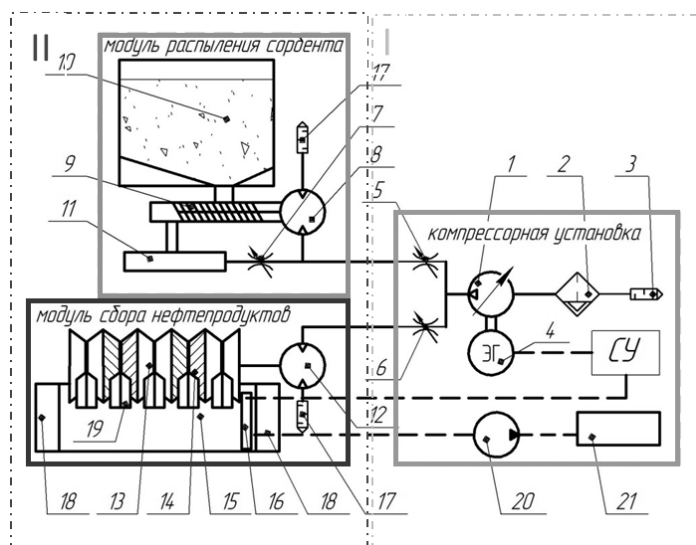
- для выполнения операций по сбору основного объема разлива НУВ;
- для выполнения операций по распылению сорбента (сорбирование остаточного загрязнения);
- для выполнения операций по удалению отработанного сорбента с сорбтивом с очищаемой водной поверхности;
- для регулирования интенсивности вращения заборного устройства и регулирования скорости подачи сорбента.

Функциональная модель КУ для удаления загрязнений представлена на рис. 1.

Работа КУ основана на взаимодействии трех модулей:

- модуль сбора нефтепродуктов, который представляет собой заборное устройство барабанного типа и состоит из набора тареловидных насадок (насадки с олеофильным покрытием для удаления основного объема НУВ и/ или рифленые поверхности (или щетки) для удаления сорбента с отработавшим сорбтивом) и емкости для сбора разлива НУВ;
- модуль распыления сорбента, который включает емкость для хранения сорбента, нагнетательный насос, магистрали высокого давления для перемещения сорбента, распылительные насадки для его распределения на очищаемую поверхность от остаточной олеофильной пленки;

– модуль управления, который включает компрессорную установку (подача сжатого воздуха в рабочие модули), электрогенератор, пульт управления и систему емкостей-шламонакопителей. Данный модуль устанавливается на берегу водоема, либо на судне.



- 1 - регулируемый компрессор; 2 - фильтр; 3, 17 - шумогаситель; 4 - электрогенератор; 5, 6, 7 - дроссель; 8, 12 - пневмомотор; 9 - шнек; 10 - бункер сорбентом; 11 - сопло; 13, 14 - секции нефтесборщика; 15 - бак для сбора; 16 - уровнемер; 18 - воздушные камеры; 19 - приемные лотки; 20 - насос откачки; 21 - бак хранения нефтешлама; I - модуль, устанавливаемый на суше/ судне;

II - модули, устанавливаемые в акватории водоема

Рис. 1. Функциональная схема работы КУ

Модуль сбора нефтепродуктов и модуль распыления сорбента помещают на поверхность водоема рис. 2. При наличии течения закрепляют с помощью понтонных заграждений в русле реки.

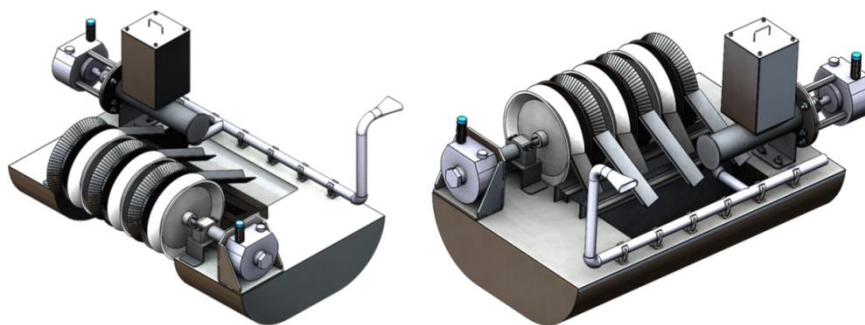


Рис. 2. Общий вид модулей, устанавливаемые в акватории водоема

Модуль управления устанавливается на берегу. При помощи компрессорной установки подается воздух под давлением в модуль распыления сорбента и модуль сбора нефтепродуктов через дроссели, позволяющие регулировать соотношение подаваемого воздуха в зависимости от скорости течения в водоеме и уровня загрязнения поверхности.

В модуле сбора нефтепродуктов секции с олеофильным покрытием вращаются на валу, который приводится в движение пневмомотором, и перемещают НУВ через приемные лотки в бак. Секции с рифлёной поверхностью (или щетками) собирают сорбент с

отработанным сорбтивом. Насос откачки перемещает продукты нефтезагрязнения в бак, установленный на берегу.

Модуль распыления сорбента работает следующим образом: дроссель подает сжатый воздух в пневмомотор, который вращает шнек. В шнек подается сорбент из бункера. Далее сорбент перемещается по магистрали высокого давления в сопло для распыления. При этом дросселем регулируется подача воздуха, что приводит к изменению интенсивности и дальности распыления.

III. ОБСУЖДЕНИЕ

КУ для удаления нефти и нефтепродуктов при работе на водоемах допускает использование нескольких устройств, работающих последовательно. При этом, например, первое КУ имеет только секции с олеофильным покрытием, второе (промежуточное) устройство – секции с олеофильным покрытием и секции с рифлёной поверхностью (или щетками), а последнее – секции с рифлёной поверхностью (или щетками). Использование нескольких установок комбинированного типа в мероприятиях ЛАРН позволит увеличить скорость и объем удаляемых загрязнений, что положительно повлияет на качество очистки.

Таким образом, предложенный вариант КУ исключает необходимость использования дополнительных операций по сбору отработанного сорбента с сорбтивом и вспомогательного оборудования, что, в свою очередь, значительно сокращает время на выполнение полного цикла задач и уменьшает негативное воздействие НУВ на окружающую среду.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложена типовая модель КУ, представляющая собой сочетание разных технологических блоков, работа которых основана на комбинировании методов ЛАРН.

Данная модель позволит за счет совместного использования механического метода, сорбционной очистки остаточного загрязнения, а также последующего сбора отработанного сорбента с сорбтивом значительно сократить время на проведение ЛАРН.

Применение комбинированного устройства позволит минимизировать негативное влияние жидких нефтяных углеводородов на окружающую среду.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Ликвидация аварийных разливов нефти в ледовых морях / Под общ. ред. М.Н. Мансурова. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 423 с.
- [2] Сальников, А. В. Особенности распространения нефтяного разлива в ледовой обстановке арктических акваторий / А.В. Сальников, Г.Г. Грибов // Известия научного центра УРО РАН.–2015.–№. 3(23).– С. 101-105.
- [3] Каменщиков, Ф.А. Удаление нефтепродуктов с водной поверхности и грунта / Ф.А. Каменщиков, Е.И. Богомольный. – Ижевск: Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. - 528 с.
- [4] Лобачев, М.П. Влияние изменения вязкости нефти на характеристики ее разливов в холодной морской среде / М.П. Лобачев, К.Е. Сазонов // Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 1. С. 96 – 103.
- [5] Передвижная установка для очистки рабочих поверхностей от разливов нефтесодержащих жидкостей и сбора сыпучих мелкокусковых материалов: Пат. 104197 РФ: МПК E01P 1/08(2006.01)/ А.Н. Луценко, В.Д. Катин.–Хабаровск, ДВГУПС. № 2010144258/21; заявл. 28.10.2010; опубл. 10.05.2011, Бюл. №13.-3 с.
- [6] Чухарева, Н.В. Определение факторов техногенных событий при эксплуатации объектов ТЭК / Н.В. Чухарева, Ю.А. Краус, А.М. Ревазов // Neftegaz.RU. – 2018. – № 6. – С.114-120.

- [7] Чухарева, Н.В. Лабораторные исследования методов защиты воды от нефтезагрязнений торфяным сорбентом в условиях пониженных температур / Н.В. Чухарева, М.П. Сартаков, И.Д. Комиссаров // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 132-136.
- [8] Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 15.04.02 № 240. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.garant.ru> (01.03.2018).
- [9] Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов». [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.garant.ru> (01.03.2018).
- [10] Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 3 марта 2003 г. № 156 «Об утверждении указаний по определению нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации». [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.garant.ru> (01.06.2018).
- [11] Руководство по безопасности «Методические рекомендации по классификации техногенных событий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 24.01.2018 г. N29) [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.garant.ru> (01.07.2018).
- [12] Проект Приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов». [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.garant.ru> (01.05.2018).
- [13] Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Ростехнадзор [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.gosnadzor.ru> (25.02.2018).
- [14] Установка для нанесения сорбентов (биосорбентов) на проливы нефтепродуктов: Патент РФ №2255177, заявл. 22.03.2004, опубл. 27.06.2005, Б.И. №18.
- [15] Устройство для распыления мелкодисперсных твердых материалов: Патент РФ № 2004123874, заявл. 05.08.2004, опубл. 20.03.2006. [Электронный ресурс]. – URL: <http://bd.patent.su/2271000-2271999/pat/servl/servletf9fe.html> (01.09.2018).
- [16] Автономный нефтесборщик: Патент РФ №2471926, заявл. 15.07.2011, опубл. 10.01.2013. [Электронный ресурс]. – URL: <http://allpatents.ru/patent/2471926.html> (01.09.2018).
- [17] Устройство для удаления поверхностного слоя нефтесодержащих жидкостей: Патент РФ №2503624, заявл. 10.01.2012, опубл. 10.01.2014. [Электронный ресурс]. – URL: <http://allpatents.ru/patent/2503624.html> (01.09.2018).
- [18] Устройство для сбора нефти с поверхности воды: Патент РФ № 2114244, заявл. 17.01.1997, опубл. 27.06.1998 [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.findpatent.ru/patent/249/2499097.html> (01.09.2018).
- [19] Установка нефтесборщик-аэратор (биосорбентов) на проливы нефтепродуктов: Патент РФ №2006115960, заявл. 20.02.2005, опубл. 27.06.2006, Б.И. №22.
- [20] Способ очистки поверхности водоема от загрязнений нефтепродуктами (варианты) и устройство для откачивания нефтепродуктов с поверхности водоема в приемный накопитель: Патент РФ № 2501909. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.findpatent.ru/patent/250/2501909.html> (01.09.2018).
- [21] ФЗ 116. О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями на 7 марта 2017 года) [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru> (15.07.2018).
- [22] ISGOTT International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals. Fifth Edition. – [Электронный ресурс]. – URL: http://www.idgca.org/doc/app2_290115.pdf (28.08.2018).
- [23] Allen A. The use of controlled burning during the Gulf of Mexico Deepwater Horizon MC-252 oil spill response/ A.A. Alan, J. Drew, J. Nere et al. // International Oil Spill Conference Proceedings (IOSC). – American Petroleum Institute. – 2011. – Vol. 2011. – №1. – pp. abs194.
- [24] WCMRC. The Basics of Marine: Oil Spill Response. Western Canada Marine Response Corporation; 2011: 87.
- [25] Dave D. Responding to Oil Spill Disasters. Spills: A Critical Review and Comparative Analysis/ D. Dave, A.E. Ghaly // American Journal of Environmental Sciences – 2011. – № 7 (5). – pp. 423-440.
- [26] Pilzisa K. Oil product spreading on the water surface limitation using air stream / K. Pilzisa, V. Vaisisa, F. Romagnolib // Energy Procedia. – 2017. – Vol. 128. – pp. 345-349.
- [27] Fay J.A. Physical Process in the Spreading of Oil Water Surface Prevention and Control of Oil Spills. API: Washington, 1970. – 347 p.

УДК 622.692.48:504.5

Н. В. Чухарева¹, Д. И. Борисов²

ТЕХНОЛОГИИ УСТАНОВКИ СТАЦИОНАРНЫХ БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ В ПЕРИОД ЛЕДОСТАВА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *АО «Транснефть–Западная Сибирь», г. Анжеро-Судженск, Россия*

Аннотация – В работе определены основные факторы, определяющие эффективность использования боновых заграждений при ликвидации аварийных разливов жидких углеводородов. На основе полученной информации предложено изменение технологии их использования с целью сокращения объема загрязнения водной поверхности при условии разрушения подводного перехода магистрального нефтепровода в зимний период. Предложено изменение типового плана ликвидации аварийных разливов нефти с внесением изменений расчетов объема удерживаемой нефти профилактическими боновыми заграждениями. Рассчитана экономическая эффективность технологии ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности с применением стационарных боновых заграждений на период ледостава.

Ключевые слова – магистральный нефтепровод, разлив нефти, ледостав, боновые заграждения, ледостав, технология, ликвидация

I. ВВЕДЕНИЕ

Магистральные нефтепроводы (МН) являются потенциально опасными объектами, эксплуатация которых сопряжена с риском возникновения аварийных ситуаций, сопровождающихся разливами нефти или нефтепродуктов [1, 2], о чем свидетельствуют ежегодные данные Ростехнадзора, публикуемые на фоне ужесточающихся технических норм и экологических требований к опасным производственным объектам [3].

Несмотря на то, что статистические данные [4] указывают на незначительные объемы разливов нефти или нефтепродуктов, участки трубопровода, проходящие через водные объекты относятся к объектам с потенциально высокой опасностью. Это обусловлено с тем, что при выливе углеводородов на водной поверхности остаточные тонкие пленки трудно полностью удалить и прибрежная зона района разлива может оставаться частично загрязненной, что определяет необходимость поиска новых технических решений для обеспечения наиболее качественной локализации и ликвидации аварийных разливов (АР) жидких углеводородов (ЖУВ).

Исходя из изложенного выше, цель работы: разработка комплекса мероприятий по предотвращению распространения разливов нефти на водной поверхности.

II. ТЕОРИЯ

Согласно современным требованиям нормативно-технической документации для трубопроводного транспорта углеводородов, одним из этапов ликвидации АР ЖУВ на подводных переходах (ПП) МН является этап по локализации и сбору вылившегося продукта и выполнение аварийно-восстановительных работ на ПП МН. Этот этап предусматривает операции, связанные с ограничением движения АР ЖУВ на водной поверхности акваторий

рек (водоемов) вдоль линии течения и к береговой зоне. При этом предполагается использование специальных технических приспособлений – различных боновых заграждений (БЗ), которые ограничивают направление движения и локализуют пятно ЖУВ.

Как правило, БЗ имеют различные схемы установок в зависимости от категории рек и различные расчетные геометрические параметры (угол и длина установки), что определяется в соответствии с [5]. Практика их установки в местах разлива указывает на короткий период эксплуатации в момент проведения технических мероприятий. При этом эффективность их работы определяется не только максимальным усилием при удерживании БЗ (устойчивостью к течению) и эффективностью локализации и удержанием ЖУВ, но и количеством времени, которое необходимо затратить сотрудникам предприятия на их установку и закрепление. Последнее, существенно влияет время вредного воздействия ЖУВ на окружающую среду и изменение площади загрязнения. При этом проведенный литературный анализ [1, 2, 6] показал, что существующие конструкции современных БЗ не могут решить эту задачу. Следовательно, возможно изменение подхода к технологиям использования БЗ, что будет отражено далее в работе на примере эксплуатации ПП МН РНУ «Нерюнгринское».

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Объект исследования: в качестве объекта исследования рассмотрим ПП МН РНУ «Нерюнгринское» (участок нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»). Его общие характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1. Общая характеристика ПП МН

| Участок ПП МН, рубеж № | Характеристика трубопровода | | Характеристика реки | | | Толщина льда, м |
|---------------------------------|--------------------------------|-----------------------|---------------------|---------------|-----------------------------|--------------------|
| | диаметр, мм | толщина стенки, мм | ширина, м | глубина, м | скорость течения, м/с | |
| ПП МН через р. Амга рубез №2 | 1200 | 22 | 55 | 1,5 | 0,45 | 1 |

Для ПП МН, в соответствии с требованиями [8] в РНУ «Нерюнгринское» был разработан типовой план ликвидации аварийных разливов нефти (ПЛАРН) [7], который включал все этапы работ (мероприятий), которые необходимо проводить на типовых рубежах (это три рубежа, в соответствии с РД 153-39.4-074-01 [5]): 1) рубез №1; 2) рубез №2, 3) рубез №3. Но так как задачей данного исследования является разработка технологии установки стационарных БЗ на период ледостава, то следует обратить внимание на рубез локализации №2 (РЛ №2).

Особенности РЛ №2 зависят от временных факторов, определяемых в соответствии с требованиями правовых и нормативно-технических документов [7, 9, 10], и временных факторов, обусловленных местоположением объекта:

– максимальное время локализации аварийного разлива нефти (основной критерий при выборе мест расположения РЛ №2, в соответствии с Постановлением Правительства РФ

от 21.08.2000 № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» [9]);

- время «Ч» (складывается из времени, затрачиваемого на: оповещение ответственных лиц, сбор патрульной группы, движение патрульной группы на ПП МН);
- время распространения пятна нефти (в зависимости от скорости течения реки и времени прошедшего после начала аварии);
- времени доставки техники и обслуживающего персонала к РЛ №2;
- инфраструктуры района ПП МН.

С одной стороны, временные факторы можно корректировать при помощи логистики. Но это не всегда возможно в районах со слаборазвитой инфраструктурой. С другой стороны, можно использовать стационарно установленные средства, удерживающие объем загрязнения на значительный период времени, до прибытия на место основных средств и персонала. Для этого, в данной работе был предложен метод установки БЗ во время установившегося периода ледостава с последующим их снятием перед периодом половодья.

Рассмотрим типовую схему локализации АР ЖУВ на РЛ № 2 (рис. 1).

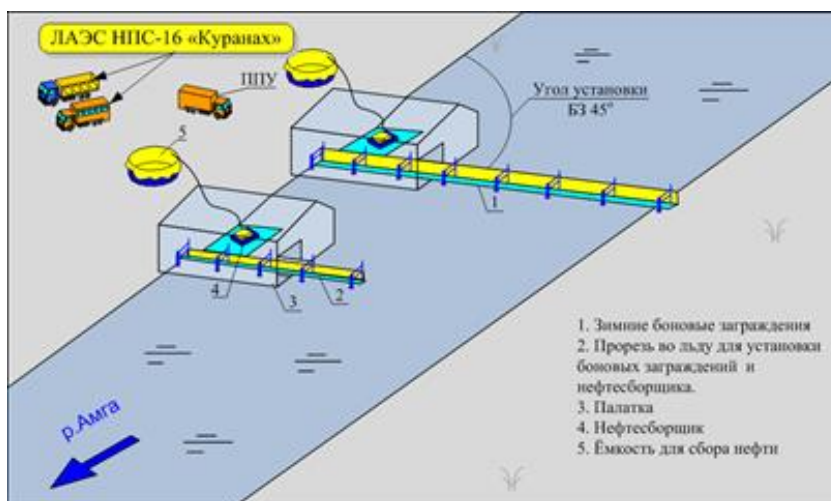


Рис. 1. Типовая схема локализации разлива нефти на РЛ № 2 при помощи БЗ

На первом шаге предполагается, что установленные заранее БЗ будут работать в режиме ожидания (на весь период ледостава) и обеспечивать локализацию нефти с момента возникновения аварийной ситуации, что будет в полной мере обеспечивать требования в соответствии с [7]. Согласно этим требованиям, фактическое время на ПЛАРН не должно превышать более 4 часов с момента обнаружения утечки (рис. 1). Другими словами, АРЖУВ будет уже локализован с момента порыва или прокола трубопровода. Аварийным бригадам необходимо будет производить только утилизацию уже локализованной нефти. Так же при выборе места расположения РЛ № 2 отпадет необходимость учета расстояния, которое пройдет пятно нефти за 4 часа с момента обнаружения аварийного разлива нефти и соответственно отпадет необходимость обустройства подъездных дорог.

На втором шаге определим возможность сдерживания необходимого объема нефти на водной поверхности БЗ, установленными заранее, на незначительном расстоянии от ПП МН (согласно РД-13.020.40-КТН-025-14 [11]).

Число линий БЗ, устанавливаемых на рубеже № 2, определяется по формуле (1):

$$V_{уд.лин} \geq V_{н.порыв} - t_{пятна} \cdot Q_{НСС};$$

$$V_{уд.лин} = \sum_n V_{уд.лин}^n \quad (1)$$

где $V_{н.порыв}$ – максимальный объем нефти (нефтепродуктов), поступающий на рубеж, м³;
 $t_{пятна}$ – время прохождения пятном нефти рубежа локализации, ч;
 $Q_{НСС}$ – производительность нефтесборных систем, установленных на рубеже локализации, м³/ч;
 $V_{уд.лин}$ – объем нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды всеми линиями БЗ, м³;
 $V_{уд.лин}^n$ – объем нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды n -ой линией БЗ, м³.

Применительно к ситуации, когда БЗ устанавливаются заранее, на расстоянии от ПП МН намного меньшем, чем принятое в настоящее время в ПЛАРН, аварийные бригады не будут успевать устанавливать нефтесборщики до подхода нефти на РЛ № 2, тем самым в формуле (1): необходимо исключить слагаемое $Q_{НСС} \cdot t_{пятна}$ вследствие чего данная формула примет вид:

$$V_{уд.лин} \geq V_{н.порыв}; \quad (2)$$

или

$$V_{уд.лин} \geq (V_{вых} - V_{осаж}), \quad (3)$$

где $V_{вых}$ – объем нефти (нефтепродукта) вытекающий до закрытия задвижек, м³;
 $V_{осаж}$ – расчетный объем нефти, осажженной на берегах, испарившейся, осажженной на дно, но не более $0,25 V_{вых}$.

На третьем шаге произведем расчет правой части неравенства (3):

– объем нефти, вытекающий до закрытия задвижек, м³ (данные плана ЛАРН):

$$V_{вых} = 422,1 \text{ м}^3;$$

– расчетный объем нефти, осажженной на берегах применительно для рек шириной менее 60 м:

$$V_{осаж} = 0,022 \cdot L = 0,022 \cdot 5000 = 110 \text{ м}^3;$$

– объем нефти, удерживаемый на поверхности воды всеми линиями БЗ:

$$(V_{вых} - V_{осаж}) = 422,1 - 110 = 312,1 \text{ м}^3.$$

На четвертом шаге произведем расчет левой части неравенства (3).

$$V_{уд.лин} = \sum_n V_{уд.лин}^n \quad (4)$$

Определим объем нефти удерживаемого на поверхности воды 1-й линией БЗ:

$$V_{уд} = \left(\frac{0,5h}{1+k} \right)^4 \frac{(1+k)}{F(k)} \cdot \frac{H \cdot g}{12v_n \cdot v} \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right) K_{эф} \approx 287 \frac{H}{v} \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right) h^4 K_{эф} =$$

$$= 287 \frac{55}{0,45} \left(\frac{1,5 - 0,5}{1,5} \right) 0,5^4 \cdot 0,54 = 789,25 \text{ м}^3,$$

где H – ширина реки, м;

h – полная высота подводной части БЗ, м;

ν_n – коэффициент кинематической вязкости нефти (нефтепродукта), м²/с;

$K_{эф}$ – коэффициент, определяющий эффективность БЗ;

ν – скорость течения реки, м/с;

h_p – средняя глубина реки, м.

Выполним расчет объема нефти удерживаемого на поверхности воды второй и последующими линиями БЗ:

$$V_{уд.лин}^n = \frac{L_n \cdot H \cdot h}{4} \cdot K_{эф} = \frac{151,19 \cdot 55 \cdot 0,5}{4} \cdot 0,54 = 561,29,$$

где L_n – расстояние между линиями БЗ, но не более $L_n = H \cdot ctg(a)$ (примем значение угла установки БЗ равным 20°).

Выполним расчет суммарного объема нефти удерживаемого на поверхности воды двумя линиями БЗ:

$$V_{уд.лин} = \sum_n V_{уд.лин}^n = V_{уд} + V_{уд.лин}^2 = 561,29 + 789,25 = 1350,54 \text{ м}^3.$$

III. ОБСУЖДЕНИЕ

Таким образом, по результатам расчетов определено, что:

- суммарный объем нефти, удерживаемый на поверхности воды двумя линиями БЗ составит 1350,54 м³;
- полученное значение значительно превышает максимальный объем нефти, поступающий на рубеж (312,1 м³);
- полученное значение значительно превышает сумму объемов утечек (422, 1 м³) до закрытия задвижек и после закрытия задвижек (178,4 м³).

Исходя из полученных данных, далее были выбраны конструкции БЗ, отвечающие указанным параметрам. Это БЗ производства ЦБПО ф-л ОАО «Приволжскнефтепровод» – Заграждение боновое зимнее 3786.00.000 климатического исполнения У, общая характеристика которых представлена в таблице 2.

Далее, в соответствии с [12], в работе был произведен расчет экономической эффективности ПЛАРН с применением стационарных БЗ на период ледостава для ПП МН через р. Амга. В результате было установлено, что из общих затрат, наибольший объем составляют расходы, связанные с обустройством подъездной дороги к РЛ № 2 (рис. 2).

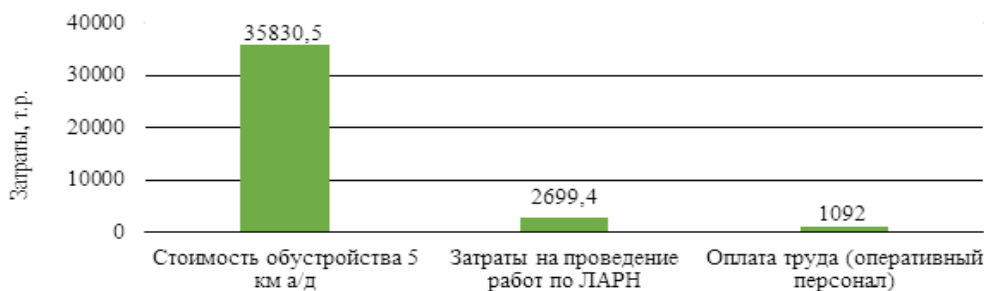


Рис. 2. Затраты на проведение работ на РЛ № 2

Таблица 2. Технические характеристики БЗ

| № п/п | Наименование основных параметров | Значение |
|-------|---|----------|
| 1 | Толщина льда, не более, мм | 1200 |
| 2 | Габаритные размеры одной секции Заграждения, мм | |
| | длина, не более | 5000 |
| | высота, не более | 1650 |
| | ширина, не более | 70 |
| 3 | Объем 5 пг. м (1 секции) бонов в собранном виде, м ³ | 0,1 |
| 4 | Вес 5 пг. м (1 секции), не более | 63 |
| 5 | Толщина слоя задерживаемой нефти, мм | |
| | при скорости течения 0,5 м/с | 50 |
| | при скорости течения 1,5 м/с | 10 |
| 6 | Допустимая скорость течения реки, не более, м/с | 1,5 |
| 7 | Минимально допустимая температура использования, °С | –40° |
| 8 | Высота экрана над льдом, мм | 100 |
| 9 | Гарантийный срок хранения, не менее, лет | 1200 |

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для повышения качества работ по ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности в зимний период времени разработана технология установки стационарных боновых заграждений на период ледостава. Предложена корректировка в план ликвидации аварийных разливов нефти для подводного перехода одного из участков магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан». В зимний период 2018/2019 гг. планируется апробация методики установки боновых заграждений на одном из объектов предприятия.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Давыдова С.Л. Нефть и нефтепродукты в окружающей среде / С.Л. Давыдова, В.И. Тагасов. – М.: Изд-во РУДН, 2004. – 163 с.
- [2] Маценко, С.В. Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях. Расчет достаточности сил и средств: методические рекомендации / С.В. Маценко, Г.Г. Волков, Т.А. Волкова–Новороссийск: МГА им. адмирала Ф.Ф. Ушакова, 2009. – 78 с.
- [3] Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 24 января 2018 г. № 29 «Об утверждении руководства по безопасности «Методические рекомендации по классификации техногенных событий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса» [Электронный ресурс].–URL: <http://www.docs.cntd.ru> (05.05.2018).
- [4] Статистика по аварийности и травматизму со смертельным исходом в странах-участниках совета Межгосударственного совета по промышленной безопасности [Электронный ресурс].–URL: <http://www.mspsbng.org> (08.03.2018).
- [5] РД 153-39.4-074-01 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на подводных переходах магистральных нефтепродуктопроводов» [Электронный ресурс].–URL: <http://www.normacs.ru> (05.05.2018).
- [6] Применение боновых заграждений при ликвидации разливов нефти. Технический информационный документ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.itopf.com> (07.05.2018 г.).
- [7] План по предупреждению и ликвидации разливов нефти на переходах магистральных нефтепроводов через водные преграды Нерюнгринского РНУ ООО «Транснефть – Восток», Книга 3.

- [8] Основные требования к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 № 613). [Электронный ресурс].—URL: <http://www.base.garant.ru> (06.05.2018).
- [9] Постановление Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 № 613 (ред. от 14.11.2014) «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» [Электронный ресурс].—URL: <http://www.base.garant.ru> (05.05.2018).
- [10] РД 39-01/06-0001-89 «Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности» [Электронный ресурс].—URL: <http://www.docload.ru> (08.05.2018).
- [11] РД-13.020.00-КТН-020-14 «Ликвидация аварий и повреждений. Организация и проведение работ» [Электронный ресурс].—URL: <http://www.meganorm.ru> (06.05.2018).
- [12] СО 06-04-АКТНП-001-2006 «Инструкция по ликвидации техногенных чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепродуктопроводах ОАО «АК «Транснефтепродукт» [Электронный ресурс].—URL: <http://www.snipov.net> (06.05.2018).

УДК 622.692.48-047.44

В. В. Севостьянов

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ СИСТЕМОЙ НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация – Научная работа посвящена совершенствованию технологии контроля за состоянием нефтегазопроводов. Был проведен анализ существующих методов и средств измерений технического состояния трубопроводов и определен наиболее перспективный и современный комплекс из существующих. Подробно рассмотрен принцип его функционирования и возможности применения на реальных объектах. Рассчитана возможная упущенная прибыль предприятия и составлен график ее зависимости от потери производительности. Проанализирована целесообразность и возможность установки комплекса на реальный объект.

Ключевые слова – нефтегазопровод, мониторинг трубопроводов, распределенный акустический датчик, обнаружение утечек

I. ВВЕДЕНИЕ

Современные предприятия трубопроводного транспорта (ТТ) углеводородов и продуктов их переработки являются опасными производственными объектами (ОПО). Эти предприятия требуют особого подхода к вопросам, связанным с непрерывным контролем за состоянием системы обеспечения транспортировки. Современные технические средства и устройства свидетельствуют о том, что данный вопрос остается открытым. На данный момент, мало какие системы способны обеспечивать непрерывный контроль всей протяженности трубопровода. Об этом свидетельствуют аварии и инциденты, которые происходят в процессе выполнения основных функций. С другой стороны, помимо необходимости обеспечения регулярного мониторинга, остается открытым вопрос о времени получения данной информации, зачастую она приходит слишком поздно и является неактуальной, это связано с тем, что часть объектов удалены на большие расстояния, и,

чтобы проверить целостность протяженного и удаленного объекта, зачастую используются средства, не обеспечивающие оперативность информации, не говоря уже о таких способах контроля, как обход и объезд линейной части. Аварийная ситуация на таком участке грозит возможностью нанесения серьезного ущерба экологии и окружающей среде, а также, экономическими потерями для эксплуатирующей организации [1–6, 7].

Чтобы комплексно решить задачу получения необходимой информации о состоянии трубопровода и предоставить информацию на диспетчерский пульт максимально оперативно нам требуется поиск новых технических устройств, средств измерений, методик и т.д. Но, при нахождении решения, необходимо учитывать такой важный аспект, как возможность работы системы в режиме реального времени и возможность предоставления оперативной информации. Чтобы было осуществлено поступление всех параметров в единую базу данных и их хранение в течении определенного периода времени.

Проведенный литературный обзор показал, что, на данный момент, имеется огромное количество комплексов, направленных на обеспечение оперативного обнаружения отказов в трубопроводных системах (ТС), но, ни один из них не удовлетворяет всем предъявляемым требованиям, а главное, не способен обеспечивать контроль всей протяженности трубопровода в режиме реального времени [1, 3]. В связи с этим, в работе были рассмотрены наиболее новые и перспективные подходы к контролю состояния ТС, в том числе автоматизированные непрерывные системы, основанные на использовании распределенных температурных и акустических сенсоров.

Исходя из изложенного выше, целью работы является: оптимизация контроля нефтегазопроводов путем внедрения автоматизированной системы непрерывного обнаружения утечек и контроля любых видов активности в охранной зоне трубопровода.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) провести литературный анализ существующих методов обеспечения контроля за состоянием трубопровода, определить достоинства и недостатки каждого из них, обосновать необходимость и возможность применения современных систем на реальных объектах ТТ;
- 2) рассмотреть принцип функционирования автоматизированной системы непрерывного обнаружения утечек и контроля активности в охранной зоне трубопровода, основанной на распределенных оптоволоконных термических и акустических сенсорах;
- 3) представить основные характеристики, достоинства и недостатки предлагаемой системы, а также рассмотреть целесообразность применения данного комплекса эксплуатирующими организациями;
- 4) выполнить расчет возможной упущенной прибыли предприятия от утечки, обнаружение которой с помощью иных средств контроля невозможно.

II. ТЕОРИЯ

Причиной нарушения целостности трубопровода может являться огромное количество факторов. Основным является образование на наружной поверхности трубопровода язв, пятен и каверн различных размеров и глубин. Эти образования появляются при взаимодействии металлических труб с агрессивной средой вследствие нарушения качества изоляций при производстве и нанесении покрытий. Значительное число

происшествий связано с механическими повреждениями нефтегазопроводов, образовавшихся при строительном-монтажных и транспортных работах.

В рамках литературного обзора было выявлено, что все средства контроля за состоянием ТТ подразделяются на непрерывный и периодический контроль. К периодическому контролю относятся такие методы, как визуальное наблюдение, использование диагностических средств, гидравлические испытания и т.д. Рассматривать эти методы не имеет никакого смысла так как они не обладают никакой оперативностью, непрерывностью и не способны обеспечивать безопасность ТС. Однако, стоит сказать, что эти методы до сих пор активно используются нефтегазодобывающими и эксплуатирующими компаниями страны в силу их доступности, простоты и дешевизны.

Рассматривая методы непрерывного контроля, они были подразделены на 2 основные группы: с использованием средств измерения технологических параметров, с использованием измерения дополнительных параметров [4]. Их сравнение и анализ осуществлялись по таким критериям, как непрерывность, дальность действия, достоверность данных, надежность, быстроедействие, точность. Помимо традиционных параметрических систем мониторинга трубопроводов, базирующихся на анализе баланса объема, скорости, изменения давления и потока транспортируемого продукта, в настоящее время существует как минимум четыре основные технологии, соответствующие различным подходам к локализации места аварии: системы, основанные на применении волоконно-оптического кабеля (ВОК) в качестве чувствительного элемента, так называемая модель переходных процессов в реальном времени, статистический анализ и анализ волны отрицательного давления. Все эти комплексы имеют свои особенности, но, общепринятое скептическое мнение состоит в том, что большинство систем, основанных на анализе параметров, неспособны выявлять небольшие утечки и точно устанавливать их месторасположение. В этом смысле, системы, основанные на ВОК, являются более предпочтительными, к тому же, они обладают наибольшей оперативностью предоставляемой информации [5, 8, 10].

Основным элементом системы является длинный оптоволоконный кабель в защитной оболочке, который выполняет роль чувствительного сенсора. Его структура достаточно проста и представлена на рис. 1, в центре кабеля уложены от 1 и более оптических волокон, все остальное выполняет изолирующую - защищающую функцию.

Система обнаружения утечек и контроля активности базируется на двух чувствительных элементах:

- DTS (Distributed Temperature Sensor) распределённый датчик температуры;
- DAS (Distributed Acoustic Sensor) распределённый акустический датчик.

В самом простом виде система состоит из распределенного сенсора в защитной трубке, источника лазерного излучения, оптического разветвителя, блока обработки оптоэлектронного сигнала и дисплея. Источник лазерного излучения посылает в сердцевину оптического волокна световые импульсы длительностью 10 нс (за это время каждый из них успевает пройти расстояние около 1 м). У сердцевины показатель преломления выше, чем у оболочки, и свет, отклонившийся от оси сердцевины, в конце концов попадает на ее границу с оболочкой под углом, величина которого обеспечивает его отражение обратно к оси сердцевины. Происходит так называемое полное внутреннее отражение.

В основе системы лежит принцип когерентной рефлектометрии. При микродеформациях волокна, вызванных виброакустическими или температурными воздействиями, параметры отраженного сигнала изменяются (рис.2).



Рис. 1. Структура чувствительного сенсора

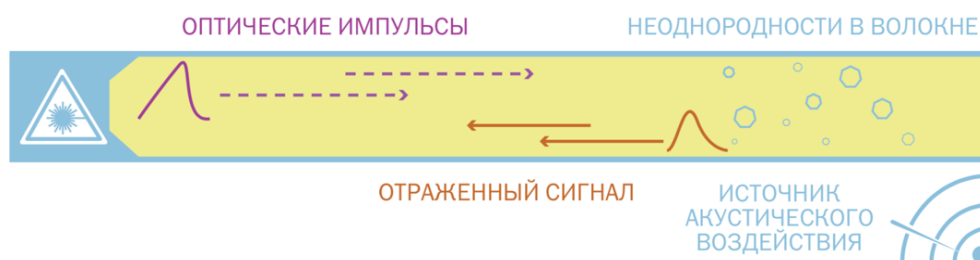


Рис. 2. Отражение лазерного сигнала

Часть этого рассеянного света отражается обратно и возвращается по оптоволокну к источнику лазерного излучения. На этом пути сигнал обратного рассеяния отделяется от входящего импульса света направленным оптическим разветвителем. После этого отраженный сигнал посылается в высокочувствительное приемное устройство, где сигнал комбинационного рассеяния света отфильтровывается от доминирующего излучения обратного рэлеевского и бриллюэновского рассеяния. Анализируя изменения в интерференционной картине сигнала обратного рассеяния, можно определить место и характер воздействия на волокно.

Благодаря данному комплексу появляется возможность обнаруживать не только малейшие нарушения сплошности трубопровода, сопровождающиеся истечением углеводородов, но и предотвращать их появления благодаря акустическому сенсору, способному регистрировать механическое воздействие на ТС.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Рассмотрев подробно принцип функционирования системы было выявлено, что самым сложным моментом при ее установке и эксплуатации является настройка чувствительности сенсоров и срабатывания сигналов на частоты различной величины. Необходимо создавать заданные характеристики, обеспечивающие нормализацию всех

сигналов в каждом канале. Это позволит распознавать тип воздействия на трубопровод или его охранную зону и в зависимости от него предпринимать необходимые действия. Все вышесказанное говорит о том, что перед введением комплекса в постоянную работу необходима настройка всех его параметров.

Данная система была предложена для установки на магистральный трубопровод диаметром 530 мм и протяженностью 110 км. Рассчитывалась возможная упущенная прибыль предприятия за год от возникновения утечки нефтепродукта с потерей производительность в диапазоне 0,05-1 %. Данный диапазон был выбран в связи с тем, что ни один из существующих параметрических методов контроля ТС не способен обнаруживать утечки в данном диапазоне.

$$Q_c = \frac{V \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (1)$$

где V – скорость движения нефти в нефтепроводе, м/с;

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр нефтепровода, м.

Была определена секундная производительность трубопровода, рассчитана масса потерянной нефти в случае возникновения утечки и построена зависимость упущенной прибыли предприятия от данной аварии.

Также были проанализированы скорости обнаружения истечений жидких углеводородов различной интенсивности, результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1. Скорость обнаружения утечки

| Интенсивность утечки, м ³ /ч, не более | Время обнаружения, мин |
|--|------------------------|
| 2 | 60 |
| 4 | 30 |
| 6 | 20 |
| 8 | 15 |
| 10 | 12 |

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Полученные результаты наглядно демонстрируют на то, какие потери может понести предприятие если не будет обеспечивать трубопроводы должным уровнем надежности. Был рассмотрен лишь один трубопровод, но ведь их множество, и в силу недостаточной осведомленности о состоянии ТС предприятия могут не знать о существующих убытках и ущербе, наносимом окружающей среде и экологии.

В рассмотренном примере годовые потери предприятия могут составить до 1,2 млрд. руб. / год, причем предприятие даже не будет знать об этих потерях. При такой ситуации срок окупаемости оборудования системой 110 км напорного нефтепровода может достигнуть 33 дней (рис. 1).

Рассмотренный комплекс является очень перспективным направлением для совершенствования не только ТТ, но в всего топливно-энергетического комплекса (ТЭК).

Это направление исследований активно обсуждается и развивается за рубежом, в частности, в США. Демонстрируются новые методы считывания информации с ВОК,

наиболее выгодные способы их установки на трубопровод, совершенствование программного обеспечения [9, 10].

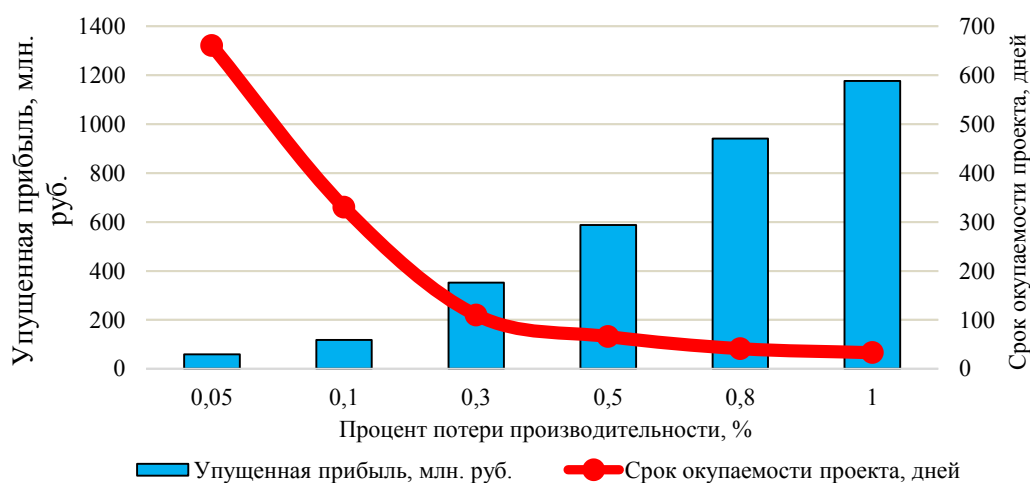


Рис. 3. Зависимость упущенной прибыли от потерь производительности

В России самой передовой организацией в данной области является предприятие группы компаний «Транснефть» АО «Омега». Являющейся интегрированной научно-производственной компанией по разработке технологий на базе оптоволоконной техники и сопутствующих компонентов для предприятий топливно-энергетического комплекса и сервисных компаний [2].

На данном этапе развития технологии полуавтоматические и автоматические системы в конечном счете контролируются человеком-оператором. В данной интерпретации главной задачей исследований должно являться замена человека-оператора автоматическим устройством и повышении надежности и безотказности. Методы создания автоматического управления можно подразделить на 3 класса.

К первому сегодня наиболее используемому, следует отнести инженерные методы синтеза. Эти методы включают детальное подробное исследование объекта управления и самой задачи, которая ставится перед системой управления. Далее на основе опыта разработчика, его интуиции и результатов анализа экспериментальных данных конструируется структура системы управления.

Ко второму классу методов для решения задачи синтеза следует отнести математические или численные методы. Эти методы рассматривают только математическую модель объекта.

К третьему классу относятся методы искусственного интеллекта. Это направление самое передовое, сложное, но в ближайшем будущем, возможно, самое эффективное.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проанализировав текущее состояние систем контроля за состоянием ТТ, было выявлено, что зачастую, эти системы либо отсутствуют полностью, либо не способны обеспечить должный уровень защиты. В связи с этим была выделена наиболее современная и перспективная система обнаружения утечек и контроля активности в охранной зоне трубопровода, основанная на распределенных оптоволоконных сенсорах.

Расчет возможной упущенной прибыли предприятия показывает, насколько важно контролировать все параметры системы в режиме реального времени и максимально оперативно реагировать на отклонения от нормального режима работы. Так, при потере производительности в 1% предприятие может потерпеть убыток за год до 1,3 млрд. руб.

Продемонстрированная скорость определения утечек различной интенсивности свидетельствуют о существенном превосходстве изучаемого комплекса над иными средствами обнаружения аварий, не способных определять рассматриваемые в данной работе истечения.

Применяя современные технологии в ТТ и всем ТЭК возможно существенно сократить риски, повысить надежность и совершенствовать собственное производство. Представленная оптимизация надежности газонефтепроводов, безусловно, способна обеспечить описанные выше критерии.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Псел, Н.А. СОУиКА «Омега»: безопасное обнаружение утечек с помощью распределенного акустического датчика / Н.А. Псел // Транспортировка и хранение нефти и газа. - 2014. - №5. - С. 76-79.
- [2] Инновационная система обнаружения утечек и контроля активности трубопроводов / А.Е. Воробьев [и др.] // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: инженерные исследования. – 2013. – С. 58-61.
- [3] Турбин, А.И. Волоконно-оптическая революция от «Омеги» / А.И. Турбин // ТЭК России, журнал центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса. – 2015. - №7. – С. 36-39.
- [4] Системы обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах : РД 13-320- 00-КНТ-544-06 : утв. ОАО АК «Транснефть» 02.06.11 : ввод. в действие с 08.06.11.
- [5] Псел, Н.А. Система мониторинга протяженных объектов с возможностью определения объемной концентрации / Н.А. Псел, А.И. Турбин, Э.Р. Ахмедов // Газовая промышленность: специальный выпуск. – 2015. – С. 49-52.
- [6] Применение распределённой Волоконно-оптической системы геотехнического мониторинга (ВОС ГТМ) для проведения мониторинга температуры и деформации трубопроводов в районах распространения многолетнемёрзлых грунтов // Нефть и Газ Сибири. – 2016 г. - №2. – С. 16-24.
- [7] Смирнов, С.В. Волоконно-оптические технологии для создания безопасных условий эксплуатации трубопроводных систем в труднодоступных и сложных природно-климатических регионах / С.В. Смирнов, Х.В. Иванов // Безопасность труда в промышленности. – 2017. - №2. – С. 33-39.
- [8] Волоконно-оптическая система мониторинга инфраструктурных энергетических объектов для нужд ПАО «Россети» // Внутренний документ ООО «Лазер Солюшенс». – 2016.
- [9] Система для организации мониторинга протяженных объектов. Распределенный акустический сенсор «Дунай» // Внутренний документ ООО «Т8 Сенсор». – 2017.
- [10] Обзор технологий обнаружения утечек на трубопроводах / Джун Жанг [и др.] // ATMOS International: доклад на конференции PSIG 2013, Прага, 2013.

УДК 624.131

А. В. Грузин

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЁХКОМПОНЕНТНОЙ СИСТЕМЫ «ПЕСЧАНОЕ ОСНОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРА ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ» С ПОМОЩЬЮ ТРЕУГОЛЬНИКА СВОЙСТВ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – В статье предложены регрессионные уравнения, описывающие на основе метода Гиббса-Розебома влияние трёх независимых факторов – фракций дисперсного несвязного грунта – на его физические и механические свойства. Представлены уравнения, необходимые для расчёта коэффициентов регрессии, а так же зависимости, определяющие необходимое число уравнений для определения коэффициентов регрессии. На основе данных лабораторных исследований проанализирована возможность использования предложенных уравнений регрессии для расчёта результирующего признака в зависимости от фракционного состава дисперсного несвязного грунта. Анализ полученных данных показал, что относительная погрешность расчёта значений результирующего признака дисперсного несвязного грунта с помощью предложенных уравнений регрессии не превысила для физических свойств 13,6%, для механических свойств – 2,6%.

Ключевые слова – грунт, основание, моделирование, треугольник свойств

I. ВВЕДЕНИЕ

Задача рационального использования природных ресурсов в современных экономических условиях не теряет своей актуальности. Расширение географии освоения новых месторождений нефти и газа актуализирует проблему обеспечения возводимых объектов технологической инфраструктуры транспорта и переработки жидких углеводородов необходимыми строительными материалами и современными экологичными и энергосберегающими технологиями. В полной мере это относится к материалам и технологиям, необходимым для устройства искусственных оснований зданий и сооружений [1-3]. В соответствии с действующими нормативными документами для устройства таких оснований используют дисперсные несвязные грунты, а именно песчаный грунт средней крупности [4]. Ранее выполненными исследованиями было установлено влияние различных факторов на физические и механические свойства дисперсных грунтов [5-8]. Так, например, изменение влажности, гранулометрического состава песчаного грунта, использование искусственных добавок существенным образом влияет на его деформационные характеристики. Выбор рациональных параметров грунтов оснований с учётом местных геологических условий и особенностей для обеспечения необходимых строительных свойств является важной задачей не только в процессе проектирования, но и в процессе практической реализации проекта.

Решение проблемы выбора рационального состава дисперсного несвязного грунта с учётом местных факторов видится в поиске модели, адекватно описывающей влияние различных факторов на его физические и механические свойства.

II. ТЕОРИЯ

В качестве математических моделей, используемых для описания влияния независимых факторов на результат, широкое распространение получили трёхфакторные модели на основе метода Гиббса-Розебома. Наиболее простым из них является уравнение вида

$$\tilde{y}_I = \sum_{u=1}^k b_u x_u, \quad (1)$$

где \tilde{y}_I – значение результативного признака;

k – число независимых факторов, в рассматриваемом случае $k=3$;

b_u – коэффициенты регрессии, учитывающие линейное влияние независимых факторов на отклик;

x_u – массовая доля u -ой фракции (независимого фактора) в пробе грунта, причём:

$$\sum_{u=1}^k x_u = 1. \quad (2)$$

В соответствии с лабораторной практикой необходимо для каждого сочетания значений факторов провести несколько повторных, параллельных опытов. Очевидно, что проведение параллельных (дублированных) опытов позволяет проверить воспроизводимость эксперимента. Действующими нормативными документами определяется необходимое минимально допустимое число наблюдений (параллельных опытов) n для каждого фактора [9]. Минимальное число n определений характеристик грунтов или фиксируемых в опытах значений должно быть шесть. В свою очередь, рекомендуемое число – не менее 10.

Таким образом, для уравнения (1) коэффициенты регрессии b_u определяются как

$$b_u = \frac{\sum_{i=1}^n y_{ui}}{n} = \bar{y}_u, \quad (3)$$

где n – число параллельных (дублированных) опытов;

y_{ui} – значение функции отклика, полученное в i -ом опыте;

\bar{y}_u – среднее значение функции отклика, полученное в параллельных (дублированных) опытах.

В общем случае число N_I независимых уравнений (3), необходимых для определения всех коэффициентов регрессии b_u будет равно:

$$N_I = k. \quad (4)$$

В ряде случаев имеет место необходимость учёта межфакторных связей, более полного измерения роли каждого фактора на значение результативного признака. Такое влияние фактора может быть как прямым, то есть непосредственным его влиянием на результативный признак, так и косвенным – влияние фактора через его влияние на другие факторы или влиянием одновременно всех факторов на результативный признак. На практике, как правило, для учёта влияния такого рода ограничиваются полиномами, включающими первые степени факторов-переменных x_u и их различные произведения. Наиболее простым уравнением, учитывающим наличие одновременного влияния всех факторов на результативный признак, является уравнение вида

$$\tilde{y}_{II} = \sum_{u=1}^k b_u x_u + b_{123} x_1 x_2 x_3, \quad (5)$$

где b_{123} – коэффициент регрессии, учитывающий тройное (второго порядка) влияние одновременно всех факторов на результативный признак.

Коэффициенты регрессии для уравнения (5) определяются как

$$\left\{ \begin{array}{l} b_u = \frac{\sum_{i=1}^n y_{ui}}{n}; \\ b_{123} = 27 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n y_{123i}}{n} - 9 \cdot \sum_{u=1}^k b_u. \end{array} \right. \quad (6)$$

Число N_{II} независимых уравнений (6), необходимых для определения всех коэффициентов регрессии равно:

$$N_{II} = k + 1. \quad (7)$$

В качестве альтернативы уравнению (5) возможно использование зависимости учитывающей частное (первого порядка), парное влияние факторов на результативный признак:

$$\tilde{y}_{III} = \sum_{u=1}^k b_u x_u + \sum_{u=1}^{k-1} \sum_{j=u+1}^k b_{uj} x_u x_j, \quad (8)$$

где b_{uj} – коэффициент регрессии, учитывающий частное влияние нескольких факторов на результативный признак.

Коэффициенты регрессии для уравнения (8) определяются по формулам:

$$\left\{ \begin{array}{l} b_u = \frac{\sum_{i=1}^n y_{ui}}{n}; \\ b_{uj} = 4 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n y_{uji}}{n} - 2 \cdot (b_u + b_j). \end{array} \right. \quad (9)$$

Число N_{III} независимых уравнений (9), необходимых для определения всех коэффициентов регрессии равно:

$$N_{III} = k + \frac{k!}{2 \cdot (k-2)!}. \quad (10)$$

Наиболее полно учитывает влияние независимых факторов на значение результативного признака уравнение вида

$$\tilde{y}_{IV} = \sum_{u=1}^k b_u x_u + \sum_{u=1}^{k-1} \sum_{j=u+1}^k b_{uj} x_u x_j + b_{123} x_1 x_2 x_3. \quad (11)$$

Коэффициенты регрессии b_u , b_{uj} и b_{123} уравнения (11) определяются по формулам:

$$\left\{ \begin{array}{l} b_u = \frac{\sum_{i=1}^n y_{ui}}{n}; \\ b_{uj} = 4 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n y_{uji}}{n} - 2 \cdot (b_u + b_j); \\ b_{123} = 27 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n y_{123i}}{n} - 12 \cdot \sum_{u=1}^{k-1} \sum_{j=u+1}^k \left(\frac{\sum_{i=1}^n y_{uji}}{n} \right) + 3 \cdot \sum_{u=1}^k \left(\frac{\sum_{i=1}^n y_{ui}}{n} \right). \end{array} \right. \quad (12)$$

Число N_{IV} независимых уравнений (12), необходимых для определения всех коэффициентов регрессии равно:

$$N_{IV} = 2^k - 1. \quad (13)$$

Расчёт коэффициентов регрессии (3), (6), (9) и (12) для трёхфакторной системы предлагается выполнить с учётом фиксированных значений независимых факторов и средних значений функции отклика \bar{y} , полученных в параллельных (дублированных) опытах. Матрица планирования такого трёхфакторного эксперимента представлена в таблице 1.

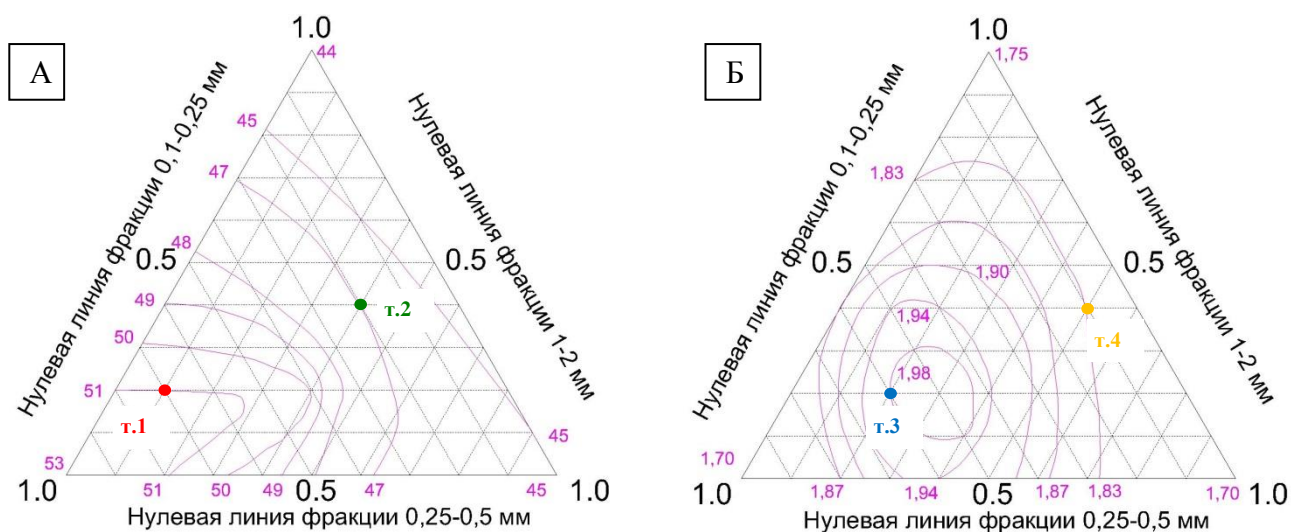
Таблица 1. Матрица планирования трёхфакторного эксперимента

| № опыта | x_1 | x_2 | x_3 | \bar{y} |
|---------|-------|-------|-------|-----------------|
| 1 | 1 | 0 | 0 | \bar{y}_1 |
| 2 | 0 | 1 | 0 | \bar{y}_2 |
| 3 | 0 | 0 | 1 | \bar{y}_3 |
| 4 | 1/2 | 1/2 | 0 | \bar{y}_{12} |
| 5 | 1/2 | 0 | 1/2 | \bar{y}_{13} |
| 6 | 0 | 1/2 | 1/2 | \bar{y}_{23} |
| 7 | 1/3 | 1/3 | 1/3 | \bar{y}_{123} |

В свою очередь, уравнения (4), (7), (10) и (13) позволяют оценить трудоёмкость подготовительного, лабораторного этапа выбора варианта регрессионного уравнения.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Решение проблемы выбора рациональной модели расчёта значения результативного признака, в зависимости от величины независимых параметров и учитывающей местные геологические условия, по данным ранее выполненных лабораторных исследований позволит получить исходные данные для выбора технологии и уточнения её параметров при устройстве грунтового основания резервуаров для хранения жидких углеводородов. В качестве исходных данных, необходимых для анализа адекватности рассмотренных регрессионных моделей, предлагается использовать данные ранее выполненных лабораторных исследований [8] (рис. 1) для смеси, состоящей из трех фракций с размерами частиц: 1–2; 0,25–0,5; 0,1–0,25 мм.



А – изменение угла внутреннего трения φ ;
В – изменение плотности скелета ρ_d (г/см^3) смеси;

Рис. 1. Треугольные диаграммы

Данные лабораторных исследований и результаты расчётов позволяют оценить адекватность предлагаемых моделей (1), (5), (8) и (11). В качестве оценочного параметра предлагается использовать относительную погрешность δ расчёта значения результативного признака \tilde{y} :

$$\delta = \frac{|y - \tilde{y}|}{y} \cdot 100\%. \quad (14)$$

Результаты выборочного моделирования влияния независимых факторов (гранулометрических фракций) на диаграмму изменений плотности скелета дисперсного несвязного (песчаного) грунта представлены в таблице 2.

Таблица 2. Данные лабораторных исследований и математического моделирования

| Уравнение | т. 1 | | | т. 2 | | | т. 3 | | | т. 4 | | |
|-----------|------|-------------|--------------|------|-------------|--------------|------|-------------|--------------|------|-------------|--------------|
| | y | \tilde{y} | $\delta, \%$ | y | \tilde{y} | $\delta, \%$ | y | \tilde{y} | $\delta, \%$ | y | \tilde{y} | $\delta, \%$ |
| I | 51 | 50,4 | 1,2 | 47 | 46,2 | 1,7 | 1,98 | 1,71 | 13,6 | 1,83 | 1,72 | 6,0 |
| II | 51 | 51,0 | 0,1 | 47 | 47,6 | 1,4 | 1,98 | 1,80 | 9,2 | 1,83 | 1,85 | 0,9 |
| III | 51 | 50,0 | 2,1 | 47 | 45,8 | 2,6 | 1,98 | 1,86 | 6,1 | 1,83 | 1,85 | 0,9 |
| IV | 51 | 50,8 | 0,4 | 47 | 47,7 | 1,5 | 1,98 | 1,87 | 5,4 | 1,83 | 1,87 | 2,1 |

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Как видно из представленных данных, относительная погрешность δ расчёта значения результативного признака \tilde{y} не превысила 2,6% при определении угла внутреннего трения φ смеси, состоящей из трёх фракций с размерами частиц (мм): 1–2; 0,25–0,5; 0,1–0,25. При определении плотности скелета ρ_d относительная погрешность δ не превысила 13,6%. Для практики промышленного и гражданского строительства, в силу стохастического характера

залегания грунтов, полученные результаты теоретических расчётов физических и механических характеристик считаются удовлетворительными.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Задача рационального, наиболее полного использования местных минеральных ресурсов на этапе строительства технологической инфраструктуры в современных экономических условиях не теряет своей актуальности. Её решение подразумевает наличие такого инструмента, как математическая модель, адекватно описывающая влияние независимых факторов (в рассматриваемом практическом приложении – гранулометрический, фракционный состав грунтов оснований) на ключевые результативные признаки, такие, как плотность грунта, его модуль деформации, угол внутреннего трения и т.д. Это, в свою очередь, позволяет вести целенаправленный поиск рациональных вариантов использования местных материалов при устройстве грунтовых оснований зданий и сооружений. Предложенные математические модели позволяют прогнозировать значения физических и механических свойств для различных сочетаний независимых факторов без дополнительных затрат, тем самым обеспечивая возможность рационального выбора параметров с учётом местных геологических условий и особенностей при одновременном обеспечении требуемых строительных свойств грунтов оснований.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Абраменков, Д. Э. Средства механизации и технология строительного производства: монография / Д. Э. Абраменков, А. В. Грузин, В. В. Грузин; под общ. ред. Э. А. Абраменкова. – Saarbrücken, Germany: Palmarium academic publishing, 2012. – 327 с.
- [2] Gruzin, A. V. Theoretical researches of rammer's operating element dynamics in a soil foundation of oil and oil products storage tank / A.V. Gruzin, V.V. Gruzin, V.V. Shalay // *Procedia Engineering*. – 2016. – №152. – pp. 182-189.
- [3] Gruzin, A. V. Justification of parameters and selection of equipment for laboratory researches of a rammer's operating element dynamics in a soil foundation of a tank for oil and oil products storage [Electronic resource] / A. V. Gruzin, V. V. Gruzin, V. V. Shalay // *AIP Conference Proceedings*. – 2017. – Vol. 1876. – DOI: 10.1063/1.4998865.
- [4] РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000 – 50000 куб.м. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2004. – 141 с.
- [5] Грузин, А.В. Компрессионные испытания песчаных грунтов с теплоизолирующими добавками для оснований резервуаров марки РВС / А.В. Грузин, В.С. Ермаков, Н.М. Беляев // Сб. науч. тр. I-ой Междунар. науч.-техн. конф. «Инновации в строительстве глазами молодых специалистов». – Курск: Юго-Зап. гос. ун-т. – 2014. – С.100-103.
- [6] Грузин, А.В. Исследование компрессионных свойств фракций песчаного основания резервуара для хранения жидких углеводородов / А.В. Грузин, А.Д. Коновалова // Сб. науч. тр. IV -ой Междунар. науч.-практ. конф. «Инновации, качество и сервис в технике и технологиях» (04-05 июня 2014 г.) в 3 томах. – Курск : Юго-Зап. гос. ун-т. – 2014. – Т.1. – С.158-160.
- [7] Gruzin, A. V. The Artificial Additives Effect to Soil Deformation Characteristics of Oil and Oil Products Storage Tanks Foundation / A.V. Gruzin, V.V. Tokarev, V.V. Shalai, Yu.V. Logunova // *Procedia Engineering*. – 2015. – № 113. – pp. 158-168.
- [8] Королёв, В.А. Моделирование песчаных грунтов с заданными физическими и физико-механическими свойствами / В.А. Королёв, Чжан Шэнжун // *Инженерная геология*. – 2015. – № 4. – С. 6-14.
- [9] ГОСТ 20522-2012. Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний. – М.: Стандартинформ, 2013. – 16 с.

УДК 624.131

А. В. Лосев, К. И. Давыденко, А. Д. Русанова

**РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО
ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ОСАДКИ РЕЗЕРВУАРА ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ЖИДКИХ
УГЛЕВОДОРОДОВ В СЛОЖНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

Омский государственный технический университет», г. Омск, Россия

Аннотация – В данной статье рассмотрено состояние вопроса о влиянии осадки грунта основания на стабильную работу резервуара в целом и технологического оборудования резервуара в частности, а также о необходимости разработки методики прогнозирования осадки резервуара для хранения жидких углеводородов. Исследование планируется проводить путем лабораторных испытаний грунта, находящегося в различных условиях. Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач, касающихся методики проведения лабораторных испытаний, выбора необходимого оборудования и статистической обработки полученных результатов. На данном этапе выявлено недостающее оборудование для проведения лабораторных испытаний и подготовлена необходимая документация для осуществления закупки.

Ключевые слова – методика, прогнозирование, осадка, резервуар, основание, грунт

I. ВВЕДЕНИЕ

Обязательным условием бесперебойной работы системы трубопроводного транспорта углеводородов является стабильное функционирование всех элементов, входящих в систему. Ряд авторов в своих работах [1, 2, 3, 4] выделяет осадку основания резервуара в качестве ключевого фактора, влияющего на напряженно-деформируемое состояние резервуара в целом, и как следствие, на срок его эксплуатации. Однако стоит отметить и тот факт, что осадка резервуара может оказывать влияние не только на конструкцию резервуара, но и на оборудование, входящее в состав резервуара и обеспечивающее его работу [9, 10].

Исследователями предложены различные методы определения осадки, включающие численное моделирование процесса и расчеты величины осадки грунтового основания на базе программных комплексов в соответствии с действующей нормативной документацией [5, 6, 7, 8].

Наибольший интерес представляет направление, позволяющее определять величину осадки на протяжении всего срока эксплуатации резервуара для хранения жидких углеводородов. Научные изыскания в данной области, примененные на практике, позволят разработать комплекс мероприятий по продлению срока эксплуатации резервуара. В связи с этим, целью данного исследования является разработка методики прогнозирования осадки грунтового основания резервуара для хранения углеводородов.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) разработать методику проведения лабораторных исследований влияния влажности на деформационные свойства грунта;
- 2) выбрать оборудование и провести лабораторные исследования по заявленной тематике;
- 3) на основе анализа полученных лабораторных данных разработать методику прогнозирования осадки грунтового основания резервуара.

II. ТЕОРИЯ

Для разработки методики прогнозирования осадки необходимо провести испытания грунта основания в лабораторных условиях при различных условиях.

Выполнение научно-исследовательской работы (НИР) планируется проводить в последовательности, представленной на рис. 1.



Рис. 1. Этапы выполнения НИР

В рамках метрологического этапа необходимо произвести выбор оборудования для проведения лабораторных испытаний грунта, характеристики которого соответствуют требованиям нормативных документов. Таким образом, необходимо провести анализ характеристик оборудования для определения влажности грунта основания, а также оборудования для определения механических характеристик исследуемого грунта. На данном этапе в существующей на базе Омского государственного технического университета студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазового отрасли» находится комплект для определения наименования (гранулометрического состава) и физических характеристик грунта (плотности, плотности частиц, влажности), а также автоматизированный испытательный комплекс «АСИС» для определения механических характеристик неводонасыщенного грунта.

Подготовительный этап заключается в следующем:

- выявление основных факторов, влияющих на развитие осадки грунтового основания во времени;
- определение как прямых и косвенных физических и механических характеристик исследуемого грунта в соответствии с требованиями нормативных документов;
- определение нагрузки от веса резервуара и установленного на него оборудования и разработка программы проведения испытаний грунта с применением автоматизированного комплекса «АСИС».

Основной этап подразумевает определение последовательности действий по подготовке исследуемого грунта и непосредственное проведение лабораторных испытаний. Полученные результаты необходимо подвергнуть статистической обработке и анализу, что будет осуществляться в рамках заключительного этапа.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

При изучении нормативных документов, регламентирующих определение физических и механических характеристик грунта, было выявлено отсутствие необходимого оборудования для определения коэффициента фильтрации грунта и комплекта оборудования, обеспечивающее полное водонасыщение пробы исследуемого грунта.

Рассматриваемая проблема была выдвинута на внутренний конкурс на развитие студенческих научно-исследовательских лабораторий, где вызвала живой интерес аудитории и членов жюри. На основании решения научно-технического совета была открыта внутренняя НИР с финансированием из централизованного фонда университета. Выделенные средства планируется потратить на закупку недостающего оборудования, для чего подготовлен пакет необходимых документов.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Полученные в ходе выполнения НИР результаты планируется сравнить с результатами численного моделирования и лабораторных исследований [11]. При сравнении результатов необходимо учитывать следующие моменты:

- основные факторы, выделенные автором для рассмотрения в ходе исследования грунта;
- схему проведения испытания грунта;
- схему установки, применяемой при испытании;
- величину погрешностей оборудования, задействованного в лабораторном исследовании;
- требования нормативных документов, предъявляемых к точности определения характеристик исследуемого грунта;
- математическую модель при обработке данных эксперимента.

Разработанная методика прогнозирования осадки позволит определить время необходимости проведения диагностики состояния основания резервуара и применения комплекса мероприятий для приведения его в состояние, обеспечивающее безаварийную работу резервуара с продлением срока его эксплуатации.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе обзора литературы было выявлено несколько фактов:

1) осадка грунта является одной из причин возникновения предельных напряжений и деформаций конструкции резервуара, что приводит к сокращению срока его эксплуатации или к возникновению аварийной ситуации;

2) разработано несколько методик определения величины осадки резервуара с применением программных комплексов;

3) отсутствует методика, позволяющая сделать прогноз развития осадки грунтового основания резервуара с течением времени.

Для разработки означенной методики необходимо провести лабораторные испытания с применением специализированного автоматизированного оборудования.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Агеева М.А., Колесов А.И. Напряженно-деформированное состояние вертикального цилиндрического резервуара при неравномерной осадке основания // Приволжский научный журнал. – 2011. – № 4 (20). – С. 28-34.
- [2] Киреев Е.Н., Свинцова Н.Ф. Анализ причин аварий вертикальных стальных резервуаров // Сборник статей по материалам III международной научно-практической конференции «Инновации в науке и практике». – Уфа: ООО «Дендра», 2017. – С. 22-27.
- [3] Алексеев А.А., Большаков А.М., Макаров Н.К. Неравномерные осадки и разрушения вертикальных резервуаров в условиях Арктики // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 3. – С. 69-72.
- [4] Гретченко Д.А., Шарков А.Е., Тарасенко А.А. Оценка воздействия неравномерной осадки на центральную часть днища резервуара при его общей деформации // Сборник материалов Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии - нефтегазовому региону». – Тюмень: Изд-во Тюменского индустриального университета, 2015. – С. 139-141.
- [5] Васильев Г.Г., Нгуен Фан Ань. Моделирование процессов термической фильтрационной консолидации грунтового основания РВС на слабых водонасыщенных грунтах // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 1. – С. 5-8.
- [6] Димов Л.А., Димов И.Л., Богушевская Е.М. Осадка и крен крупного резервуара для нефти при гидравлическом испытании // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2017. – № 3. – С. 31-35.
- [7] Шмидт О.А. Совершенствование метода расчета осадок свайных фундаментов резервуаров с учетом повторяемости их нагружения и разгрузки // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Строительство и архитектура. – 2018. – Т. 9. – № 2. – С. 125-133.
- [8] Трофимов И.А. Исследование методов снижения осадки основания вертикальных стальных цилиндрических резервуаров // Тезисы докладов 71-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ - 2017». – М.: Изд-во Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, 2017. – С. 124.
- [9] Тарасенко А.А. Оценка влияния трубопроводов системы подслоного пожаротушения на напряженное состояние резервуара при осадке основания / А.А. Тарасенко, П.В. Чепур, А.А. Грученкова, С.С. Соколов // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 11-8. – С. 1698-1702.
- [10] Чепур П.В. Численный анализ влияния жесткости газоравнительной системы при развитии осадок резервуара / П.В. Чепур, А.А. Тарасенко, А.А. Грученкова, И.В. Антонов // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 11-6. – С. 1292-1296.
- [11] Tang, Yong Jing. Leaning pagodas in China: laboratory test and analysis of subsidence under frequent earthquakes / Yong Jing Tang, Yong Zhao // Bulletin of engineering geology and the environment, 2018. – № 2. – pp. 823-835.

Научное издание

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ

Материалы
II Всероссийской научно-практической конференции

(Омск, 30 октября 2018 года)

Ответственность за содержание материалов несут авторы

Печатается в авторской редакции

Для дизайна обложки использованы материалы
из открытых интернет-источников

Подписано в печать 18.10.18. Формат 60×84¹/₁₆. Отпечатано на дупликаторе.
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 13,5. Уч.-изд. л. 13,5.
Тираж 300 экз. Заказ 552.

Издательство ОмГТУ. 644050, г. Омск, пр. Мира, 11; т. 23-02-12.
Типография ОмГТУ.