

Министерство образования Республики Беларусь
УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
«ПОЛОЦКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Полоцкий государственный университет)

УДК 622.69
№ ГР 20170357
Инв. №

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по научной работе

_____ И.В. Бурая

«____» _____ 20__ г.

ОТЧЕТ
О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

ПО ТЕМЕ:

«ПРОБЛЕМЫ УСТОЙЧИВОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА, ХРАНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА»

(заключительный)

Начальник ОСНИ

_____ Т.В. Гончарова
«____» _____ 20__ г.

Научный руководитель темы,
к.э.н., доцент

_____ С.В. Бословяк
«____» _____ 20__ г.

Новополоцк 2021

Список исполнителей

Руководитель темы, заведующий кафедрой трубопроводного транспорта и гидравлики, к.э.н., доцент

С.В. Бословяк
(реферат, введение, разделы 1.1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 5.5.2, заключение)

Исполнители:

Профессор кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики, д.т.н., профессор

В.К. Липский
(разделы 1.1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 5.5.2)

Доцент кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики, к.т.н., доцент

Л.М. Спириденко
(разделы 5.1.1, 5.2.1, 5.3.1, 5.4.1, 5.5.1)

Доцент кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики, к.т.н., доцент

А.Г. Кульбей
(введение, разделы 4.1, 4.2, 4.4, 4.5.1, оформление отчета)

Доцент кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики, к.т.н., доцент

П.В. Коваленко
(разделы 5.1.2, 5.2.2, 5.3.2, 5.4.2, 5.5.2)

Доцент кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики, к.т.н., доцент

О.П. Штемпель
(раздел 2.1.1.)

Старший преподаватель кафедры технологии и оборудования машиностроительного производства, к.т.н.

В.А. Дронченко
(разделы 5.2.2, 5.3.2, 5.4.2)

Старший преподаватель кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики

А.П. Андриевский
(разделы 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5)

Старший преподаватель кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики

А.Н. Янушонок
(разделы 2.1.1, 2.1.2)

Старший преподаватель кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики

А.Н. Воронин
(разделы 1.1.2, 2.1.2, 4.3, 4.5.2, 5.4.3)

Старший преподаватель кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики

А.И. Якубенко
(разделы 2.1.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5)

Нормоконтролер

Л.В. Ищенко

Реферат

Отчет 129 с., 11 рис., 19 табл., 106 источников.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА, УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМЫ, БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА, РЕЗЕРВУАР, ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА, РЕГУЛИРОВАНИЕ И СТАНДАРТИЗАЦИЯ

Объектом исследования является магистральный трубопроводный транспорт углеводородных энергоносителей и продуктов их переработки.

Цель исследования – обеспечение надежности, промышленной и экологической безопасности объектов магистрального трубопроводного транспорта, хранения и распределения газа, нефти и нефтепродуктов.

Исследования состоят в выработке методов обеспечения устойчивости объектов транспорта, хранения и распределения нефти и газа путем повышения конструктивной надежности и совершенствования методов эксплуатации, а также за счет повышения уровня промышленной и экологической безопасности путем совершенствования технического регулирования.

Методы исследований: при проведении исследований использованы методы системного анализа, методы риск-анализа, методы технико-экономического анализа.

Результаты исследования: установлены пути и методы повышения устойчивости функционирования объектов магистрального трубопроводного транспорта, хранения и распределения нефти и газа. Результаты исследования использовались для написания 2 кандидатских диссертаций, применяются в учебном процессе в рамках лекционных, практических занятий, при написании курсовых и дипломных работ, магистерских диссертаций.

Полученные результаты позволят повысить устойчивость объектов магистрального трубопроводного транспорта.

Область применения результатов: объекты магистрального трубопроводного транспорта.

Рекомендации по внедрению: результаты исследований могут использоваться научными, проектными и строительными организациями при проектировании систем трубопроводного транспорта.

Содержание

Введение.....	8
Глава 1. Генезис проблемы устойчивости объектов магистрального трубопроводного транспорта, хранения и распределения нефти и газа и методы её повышения	10
1.1.1 Использование категории устойчивости применительно к проектированию, сооружению и эксплуатации магистрального трубопроводного транспорта	10
1.1.2 Общая характеристика объектов магистрального трубопроводного транспорта Республики Беларусь	11
1.2. Обоснование термина устойчивости и его связь с надежностью трубопровода.	14
1.3. Обеспечение устойчивости системы трубопроводного транспорта, хранения и распределения нефти и газа путём повышения эффективности эксплуатации	16
1.4. Влияние технического нормативного правового регулирования в области промышленной безопасности на обеспечение устойчивости магистрального трубопроводного транспорта	17
1.5. Влияние технического нормативного правового регулирования в области экологической безопасности на обеспечение устойчивости магистрального трубопроводного транспорта	19
Глава 2. Обеспечение устойчивости объектов магистрального трубопроводного транспорта, хранения и распределения нефти и газа путём повышения конструктивной надёжности	21
2.1.1. Проблемы обеспечения надежности объектов системы транспорта и распределения нефти и газа	21
2.1.2. Анализ аварийности на объектах трубопроводного транспорта Республики Беларусь	24
2.2. Причины и последствия отказов объектов системы транспорта, хранения и распределения нефти и газа	27
2.3. Дефекты объектов системы транспорта, хранения и распределения нефти и газа	29
2.4. Методы диагностирования дефектов объектов системы транспорта, хранения и распределения нефти и газа	31
2.5. Методы ремонта объектов системы транспорта, хранения и распределения нефти и газа	33
Глава 3. Обеспечение устойчивости объектов магистрального трубопроводного транспорта, хранения и распределения нефти и газа путём совершенствования методов их эксплуатации	35
3.1. Энергетический потенциал объектов системы магистральных газопроводов Беларуси	35
3.2. Влияние медленно меняющихся параметров в процессе транспорта газа на показатели (обеспечение устойчивости) работы системы магистральных газопроводов	37

3.3. Разработка модели газотранспортной системы с учетом влияния быстро меняющихся параметров в процессе транспорта газа	43
3.4. Разработка критериев оптимальной работы участка магистральных газопроводов между двумя компрессорными станциями	50
3.5. Разработка численной модели магистрального транспорта газа по критерию минимума энергозатрат на примере системы магистральных газопроводов Беларуси	55
Глава 4. Обеспечение устойчивости объектов магистрального трубопроводного транспорта за счёт повышения уровня промышленной безопасности путём совершенствования технического регулирования	61
4.1. Анализ нормативных требований к размещению объектов хранения и распределения нефти и нефтепродуктов в черте города	61
4.2. Анализ нормативной базы, позволяющей оценивать возможные последствия при авариях на объектах хранения и распределения нефти и нефтепродуктов	65
4.3.1. Анализ нарушений на объектах трубопроводного транспорта Республики Беларусь	67
4.3.2. Анализ социального риска размещения объектов хранения и распределения нефти и нефтепродуктов в черте города	70
4.4. Разработка мероприятий по снижению социального риска от объектов хранения и распределения нефти и нефтепродуктов, находящихся в черте города	84
4.5.1. Аprobация предложенных мероприятий по снижению социального риска от объектов хранения и распределения нефти и нефтепродуктов, находящихся в черте города	85
4.5.2. Рекомендации по совершенствованию сферы технического регулирования в магистральном трубопроводном транспорте	87
Глава 5. Обеспечение устойчивости объектов магистрального трубопроводного транспорта за счёт повышения уровня экологической безопасности путем совершенствования технического регулирования	90
5.1.1. Признаки опасных участков магистральных трубопроводов в соответствии с действующими ТНПА	91
5.1.2. Анализ технического состояния объектов приема, хранения и распределения нефтепродуктов	96
5.2.1. Объекты окружающей среды, подвергающиеся воздействию магистральных трубопроводов, вследствие аварий	97
5.2.2. Мероприятия по снижению экологической нагрузки на предприятиях по распределению нефтепродуктов	99
5.3.1. Анализ методов защиты объектов окружающей среды при авариях на нефтепроводах, предусмотренных ТНПА	103
5.3.2. Аprobация предложений по минимизации экологической нагрузки на предприятии по распределению нефтепродуктов «Витебскоблнефтепродукт» ..	104
5.4.1. Анализ действующих ТНПА по вопросам защиты объектов окружающей среды, расположенных вблизи трасс магистральных нефтепроводов	106
5.4.2. Защита объектов окружающей среды при авариях на предприятиях по распределению нефтепродуктов	109

5.4.3. Оценка уровня экологической безопасности магистральных трубопроводов Республики Беларусь	113
5.5.1. Анализ действующих ТНПА по вопросам защиты объектов окружающей среды, расположенных вблизи трасс магистральных газопроводов	116
5.5.2. Анализ аварийности на предприятиях по распределению нефтепродуктов Республики Беларусь	118
Заключение	122
Список используемых источников	124

Обозначения и сокращения

№	Сокращение	Значение сокращения
1.	АВО	Аппараты воздушного охлаждения
2.	АМНП	Авария на магистральном нефтепроводе
3.	АРН	Аварийный разлив нефти
4.	ВЗНП	Высокозастывающих нефтепродуктов
5.	ВО	Водный объект
6.	ГНС	Группа несовместных событий
7.	ГП	Газопроводы
8.	ГПА	Газоперекачивающие агрегаты
9.	ГСУ	Гидравлическое съемное устройства
10.	ГТС	Газотранспортные системы
11.	КС	Компрессорная станция
12.	ЛВИ	Логико-вероятностное исчисление
13.	ЛУ	Линейные участки
14.	МГ	Магистральный газопровод
15.	МНП	Магистральный нефтепровод
16.	МНПП	Магистральный нефтепродуктопровод
17.	НП	Нефтепроводы
18.	НУ	Нефтесборное устройство
19.	ПМВА	Полунатурная модель возможной аварий
20.	ПП	Подводный переход
21.	ППМТ	Подводный переход магистральных трубопроводов
22.	ПТГ	Природно-техническая геосистема
23.	СЗВО	Система защиты водных объектов
24.	СМВА	Схематизированная модель возможной аварии
25.	ТНПА	Технический нормативно-правовой акт

Введение

На современном этапе развития Беларуси при постоянно увеличивающейся потребности в топливно-энергетических ресурсах невозможно переоценить роль отраслей промышленности, являющихся основными «поставщиками» энергоресурсов. В Республике Беларусь, не имеющей, в стратегически значимых масштабах собственных запасов углеводородных энергоносителей, магистральные трубопроводы играют главную роль, обеспечивающую энергетическую и общеэкономическую безопасность государства.

Кроме того, поступающие в Беларусь энергоносители, проходя несколько переделов, используются как ценное сырьё для ряда важных отраслей промышленности Беларуси, что способствует укреплению сырьевой и экономической безопасности страны. Не менее важна для экономики республики и транзитная функция магистральных трубопроводов, которая приносит государству валютные доходы, укрепляющие его финансовую безопасность.

В то же время магистральный трубопроводный транспорт углеводородных энергоносителей, как и весь энергетический комплекс в целом, является источником серьёзной экологической угрозы.

Закон Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации», законодательно положивший начало реализации реформы технического нормирования и стандартизации, предписывает обязательное обеспечение требований безопасности отечественной продукции и сферы услуг во всех отраслях промышленности, что является комплексным процессом. Данное положение безусловно относится и к отрасли магистрального трубопроводного транспорта, являющейся наряду с другими отраслями (добыча, нефтепереработка) одной из ведущих звеньев в составе топливно-энергетического комплекса республики.

Еще один вопрос, который рассматривается в отчете, связан с повышением надёжности подводных переходов. Особый интерес, который вызывают подводные переходы вызван тем, что, аварии на подводных переходах магистральных нефте- и продуктопроводов, сопровождающиеся аварийными разливами нефти, весь объём которой непосредственно поступает в водоток, создают наиболее опасные и сложно минимизируемые экологические последствия, масштаб которых может достичь параметров экологической катастрофы.

Аварии, которые могут происходить на любом участке линейной части магистральных нефтепроводов, как правило, вызваны разгерметизацией трубопровода и разливом значительного количества нефти. Разлившаяся в результате аварии нефть, вступает в различные виды взаимодействия с компонентами геосферы (механическое, физическое, химическое, биохимическое и т. п.) и её перемещение после аварии зависит от присущих ей свойств и условий внешней среды. Поведение нефти и её состояние во многом определяет характер, развитие и последствие аварии, и должны в полной мере учитываться при прогнозе аварий.

Наиболее опасным является возникновение аварий в городской черте, поэтому один из вопросов, рассмотренных в данном исследовании заключается в оценке опасности расположения опасных производственных объектов в черте города.

На современном этапе развития Беларуси при постоянно увеличивающейся потребности в топливно-энергетических ресурсах невозможно переоценить роль отраслей промышленности, являющихся основными «поставщиками» энергоресурсов. Такой отраслью является газовая промышленность. Большинство объектов газовой промышленности характеризуется высокой энергоемкостью. Поэтому здесь с особой остротой постоянно возникают вопросы эффективного использования магистральных газопроводов, пролегающих на территории Беларуси.

В связи с этим возникает актуальная задача совершенствования математических моделей, методов и алгоритмов расчета процессов в газотранспортных системах.

Современные технологии добычи, транспортировки и переработки нефти и потребления нефтепродуктов определяют необходимость хранения этих продуктов в резервуарах. Резервуары находятся в сложном напряженно-деформированном состоянии. Отклонения корпуса от правильной геометрической формы, неравномерная осадка и значительный коррозионный износ элементов резервуара, при одновременном действии гидростатического давления хранимых нефти и нефтепродукта, температурных напряжений, ветровой, снеговой и других нагрузок и воздействий могут привести к разгерметизации или разрушению резервуара. В связи с этим проведен анализ существующих резервуаров и имеющихся на них дефектов, разработана классификация дефектов резервуаров, проведен анализ существующих методов ремонта и предложены методы устранения наиболее часто встречающихся дефектов.

Глава 1. Генезис проблемы устойчивости объектов магистрального трубопроводного транспорта, хранения и распределения нефти и газа и методы её повышения

1.1.1 Использование категории устойчивости применительно к проектированию, сооружению и эксплуатации магистрального трубопроводного транспорта

В технике устойчивость определяется как свойство технических систем сохранять значения конструктивных и режимных параметров в заданных пределах, в частности, обеспечивая приемлемый уровень надёжности.

В то же время, надёжность в технике – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования [13].

Как и наука, понятие должно постоянно развиваться, расширяться, уточняться или даже разделяется на более узкие области определения.

Сегодня в науке выделяют понятия физической и остаточной надёжности, эксплуатационной и конструктивной, интегральной и единичной и т.д. Каждое из этих понятий имеет более узкую направленность, в отличие от нормативного общего определения, указанного в [1]. Поэтому, решая главные задачи по обеспечению надёжности объектов в промышленности, необходимо не комплексно подходить к проблеме надёжности, а, учитывая развитие науки, понимать надёжность объекта как некую часть, сферу или область, на которую направлена данная проблема.

Рассмотрим понятие о конструктивной надёжности объектов системы транспорта, хранения и распределения нефти и газа как отдельной области в надёжности.

Функционирование нефтегазового сегмента топливного энергетического комплекса (ТЭК) страны обеспечивается основными конструктивными элементами: трубопроводами, предназначенными для транспорта и распределения нефти и газа, и резервуарами для хранения. Именно эти конструктивные элементы взаимодействуют со всей массой углеводородных носителей.

Проблемы обеспечения конструктивной надёжности объектов систем транспорта и распределения нефти и газа могут возникать на разных этапах жизненного цикла:

- на стадии проектирования;
- на стадии заводского изготовления стальных конструкций;
- на стадии транспортировки;
- на стадии сооружения;
- на стадии эксплуатации.

Поэтому проблема обеспечения надёжности объектов систем транспорта и распределения нефти и газа должна решаться комплексно, затрагивая все этапы: проектирование, изготовление, сооружение и эксплуатацию. В настоящее время существующие системы находятся в эксплуатации уже за пределами расчетного срока эксплуатации и в связи с этим наиболее актуальными вопросами является обеспечение их надёжной эксплуатации на позднем периоде жизненного цикла.

1.1.2 Общая характеристика объектов магистрального трубопроводного транспорта Республики Беларусь

В настоящее время в Республике Беларусь эксплуатируется развитая сеть магистральных трубопроводов. Линейная часть магистральных трубопроводов, проложенных по территории Республики Беларусь, включает в себя 11381,5 км труб диаметром от 55 до 1420 мм.

Пик сооружения магистральных трубопроводов в Республике Беларусь пришелся на начало семидесятых годов, что определило возрастную структуру современной системы (рисунок 1.1). Значительный возраст магистральных трубопроводов объективно связан с увеличением риска возникновения аварий и отказов при эксплуатации.

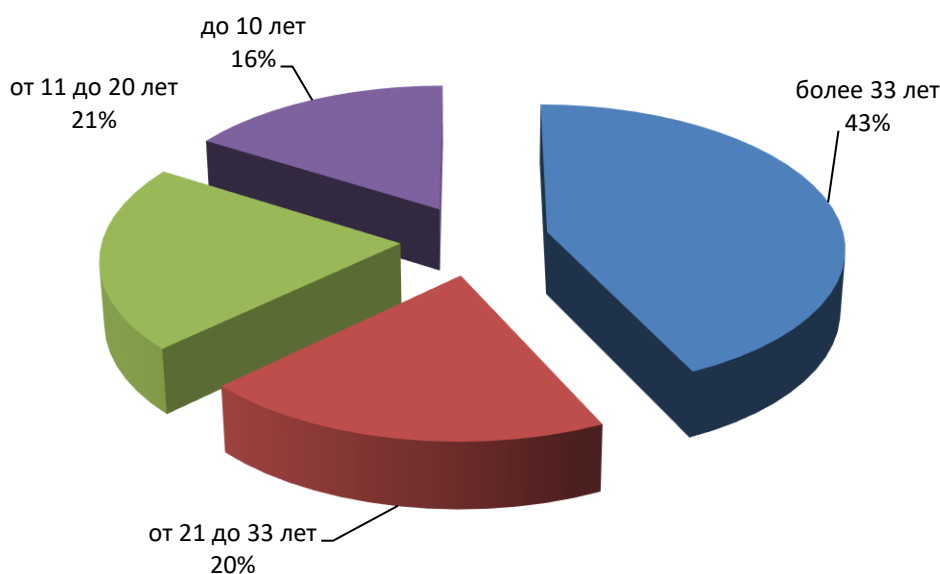


Рисунок 1.1. Возрастная структура магистральных трубопроводов Республики Беларусь

На состоянию на 2021г. в Республике Беларусь работало три предприятия, эксплуатирующих магистральные трубопроводы и транспортирующих углеводородные энергоносители: ОАО «Гомельтранснефть «Дружба»», ЧУП «Запад-Транснефтепродукт» и ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

Открытое акционерное общество «Гомельтранснефть Дружба» [63] обеспечивает эксплуатацию 667 километров нефтепроводов с диаметрами 1020, 820, 720, 630 и 530 мм, а в одностороннем исчислении обслуживает почти 2000 км нефтепроводов. Предприятие обеспечивает транзит российской нефти по следующим направлениям:

Унеча-Мозырь-Адамово с дальнейшей транспортировкой на НПЗ Польши, Германии и Унеча-Мозырь-Броды с дальнейшей транспортировкой в Венгрию, Словакию, Чехию. Также предприятие осуществляет поставку нефти по направлению «Речица-Мозырь» из Речицкого месторождения на переработку на ОАО «Мозырский нефтеперерабатывающий завод». Трасса магистральных трубопроводов проходит по 8 районам Гомельской области и 8 Брестской через территории 98 землепользователей.

ОАО «Гомельтранснефть Дружба» представлена шестью нефтеперекачивающими станциями: ЛПДС «Мозырь» и НПС «Гомель», «Защепье», «Туров», «Пинск», «Кобрин», а также другими вспомогательными структурными объектами, например, Центральная база производственного обслуживания. Данная центральная база занимается изготовлением нестандартного оборудования, производит ремонты нефтепроводов и содержит специальную технику.

ЛПДС «Мозырь» располагает резервуарным парком из 25 резервуаров различной емкости для хранения нефти. Конструкции объемом от 10000 до 75000 кубометров подразделяются на железобетонные подземные резервуары и вертикальные стальные наземные резервуары.

Предприятие «Полоцктранснефть Дружба» [64] является Филиалом ОАО «Гомельтранснефть Дружба» и входит в состав Белорусского государственного концерна по нефти и химии. Данное предприятие транспортирует нефть из российских территорий Западно-Сибирского региона, Татарии и Поволжья в Республику Беларусь на ОАО «Нафтан».

В рамках своей деятельности предприятие обслуживает следующие нефтепроводы с диаметрами труб от 720 до 1020 мм: «Унеча-Полоцк 1» протяженностью 380 км, «Унеча-Полоцк 2» протяженностью 380 км, «Сургут – Полоцк» протяженностью 83 км, «Полоцк-Вентспилс» протяженностью 112,5 км и «Полоцк-Биржай-Мажейкяй» протяженностью 112,5 км. На протяжении всей трассы эксплуатируется 1068 км магистральных трубопроводов, 1097,8 км магистральных кабелей связи, 114 линейных задвижек, 94 станции катодной защиты, 20 насосных агрегатов и высоковольтных электродвигателей, а также резервуарный парк объемом 490 000 м³.

Нефтепроводы организации в виде 39 подводных переходов общей протяженностью 8,85 км проходят через такие реки, как Западная Двина, Дисна, Ушача, Улла, Сож, Беседь, Проня, а также нефтепроводы имеют 233 пересечения с железными и автомобильными дорогами.

В составе ОАО «Полоцктранснефть Дружба» находятся различные структурные подразделения, обеспечивающие устойчивое функционирование объектов магистральных нефтепроводов. Среди таких подразделений можно выделить линейную производственно-диспетчерскую станцию «Полоцк» и «Горки», головную нефтепродуктоперекачивающую станцию «Полоцк», химическую лабораторию, лабораторию метрологии, электротехническую лабораторию, производственно-технический узел связи и др.

Еще одним предприятием, эксплуатирующее магистральные трубопроводы, является «Запад-Транснефтепродукт». Унитарное производственное предприятие «Запад-Транснефтепродукт» [65] осуществляет транзитную транспортировку светлых нефтепродуктов от российских и белорусских нефтеперерабатывающих заводов на экспорт в

направлении Украины и Латвии по системе магистральных нефтепродуктопроводов, пролегающих по территории 22 районов 3 областей Республики Беларусь.

Предприятие эксплуатирует проходящие по территории республики магистральные нефтепродуктопроводы диаметром от 370 до 530 мм по направлениям Унеча-Мозырь, Унеча-Полоцк и Дисна-Илуксте. На сегодняшний день в состав предприятия «Запад-Транснефтепродукт» входят семь обособленных структурных подразделений и более 1200 км магистральных нефтепродуктопроводов.

Унитарное предприятие «Запад-Транснефтепродукт» способно транспортировать на экспорт по магистральным нефтепродуктопроводам, проходящим через Республику Беларусь, более 10 млн. тонн светлых нефтепродуктов в год и осуществлять перевалку 2 млн. тонн нефтепродукта в год с трубопроводного транспорта на железнодорожный, путем налива в железнодорожные цистерны.

Следующим крупным предприятием, эксплуатирующим магистральные трубопроводы является ОАО «Газпром трансгаз Беларусь». ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» [62] занимается газоснабжением потребителей Республики Беларусь и, являясь технологически связанным с газотранспортными системами соседних стран, выполняет транзитные поставки российского природного газа в Россию (Калининградская область), Украину, Литву и Польшу по магистральным трубопроводам. Численность сотрудников данной организации составляет 6,6 тысяч человек.

Система газопроводов Республики Беларусь, находящаяся в эксплуатации ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», состоит из 7900 км газопроводов в одноконтурном исчислении и таких дополнительных объектов: 226 газораспределительных станций, 13 компрессорных станций, 3 подземных хранилища газа (Осиповичское, Прибутское и Мозырское), 7 газоизмерительных станций и 27 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций. В составе газотранспортной системы 10 компрессорных станций установлены на линейной части и обеспечивают транспорт газа по магистральным газопроводам, 3 - установлены на подземных хранилищах газа и осуществляют закачку газа в подземные пласты газовых хранилищ. На компрессорных станциях эксплуатируются 89 газоперекачивающих агрегатов различного типа: электроприводные, газотурбинные, газопоршневые и газомотокомпрессорные.

Перекачка российского природного газа через территорию Республики Беларусь обеспечивается по следующим газопроводам: «Торжок — Минск — Ивацевичи» диаметром 1220 мм, «Ивацевичи — Долина» диаметром 1220 мм, «Кобрин — Брест — Госграница» диаметром 1020 мм, «Минск — Вильнюс» диаметром 1220 мм, «Торжок — Долина» диаметром 1420 мм и «Волковыск — Госграница» диаметром 273 мм. Длина газопроводов, пролегающих по территории Республики Беларусь, обеспечивающих транзит российского природного газа в страны Европы, в одноконтурном исчислении составляет более 2500 км. ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» эксплуатирует принадлежащий ПАО «Газпром» белорусский участок магистрального газопровода «Ямал — Европа» протяженностью 575 км линейной части.

1.2. Обоснование термина устойчивости и его связь с надежностью трубопровода.

Республика Беларусь, благодаря выгодному географическому положению, обладает развитой сетью магистральных трубопроводов общей протяженностью свыше 11 тыс.км. Это имеет влечет за собой значимые финансовые преимущества в рамках получения денежных потоков в качестве оплаты тарифа за оказание транспортных услуг. В то же время эксплуатация магистральных трубопроводов такой большой протяженности связана с риском возникновения нештатных и аварийных ситуаций, сопровождающихся выходом углеводородного сырья из трубопровода. Это обстоятельство накладывает на операторов объектов магистрального трубопроводного транспорта высокую социальную ответственность и требует проведения своевременного мониторинга за состоянием объектов и разработки современных технической нормативной документации.

Именно термин «устойчивость» как способность системы сохранять текущее состояние при влиянии внешних воздействий характеризует ожидания от функционирования трубопроводных систем. В технике устойчивость определяется как свойство технических систем сохранять значения конструктивных и режимных параметров в заданных пределах. В транспортных системах под устойчивостью понимают любой способ или организационная форма передвижения, позволяющие снизить уровень воздействия на окружающую среду.

Одним из основных силовых воздействий, влияющих на прочность магистральных трубопроводов, является внутреннее давление, на основе которого определяется толщина стенок труб, т. е. такой важный параметр, как металлоемкость трубопроводов. Однако расчет трубопроводов на воздействие одного только внутреннего давления недостаточен для обеспечения прочности и устойчивости трубопроводов.

Магистральные трубопроводы прокладываются на обширной территории, характеризующейся большим разнообразием климатических, почвенных, гидрогеологических и других условий, и находятся под влиянием различных силовых воздействий, которые в той или иной степени влияют на их прочность и устойчивость. Как показала практика, эти воздействия в ряде случаев имеют большое значение в общей проблеме обеспечения надежности трубопроводов, т. е. расчет трубопроводов на внутреннее давление есть условие, необходимое для обеспечения их эксплуатационной надежности, но недостаточное, поскольку трубопроводы в процессе эксплуатации подвергаются воздействию ряда факторов.

Внутреннее давление продукта - одно из основных силовых воздействий, определяющих напряженное состояние трубопроводов. Толщина стенок труб магистральных трубопроводов обычно определяется, только исходя из внутреннего давления продукта. Однако при этом конструктивное решение трубопровода как строительной конструкции выбирается с учетом всех возможных воздействий для принятой схемы прокладки трубопровода.

Под воздействием внутреннего давления в трубах возникают кольцевые растягивающие напряжения, которые рассчитывают по безмоментной теории тонкостенных цилиндрических оболочек, пренебрегая изменением радиальных напряжений по толщине

трубы и начальным несовершенством формы поперечного сечения. Хотя вследствие овальности труб (отклонения формы поперечного сечения от круговой) наряду с кольцевыми растягивающими напряжениями и возникают изгибные напряжения, но их в расчетах по предельным состояниям не учитывают. Это объясняется тем, что в пределах допусков, установленных на овальность (отношение фактического диаметра трубы к номинальному), разрушающее давление практически одинаково для труб с различной овальностью. Однако имеются случаи, когда предельным состоянием для трубопровода является не его разрушение, а определенный уровень допускаемых напряжений. Это относится к трубопроводам, транспортирующим газ с содержанием сероводорода. Исследования показали, что склонность такого трубопровода к коррозионному разрушению тем выше, чем больше концентрация и парциальное давление сероводорода и напряженное состояние трубопровода. Для обеспечения надежной работы таких систем допускаемое максимальное напряжение определяется в зависимости от предела текучести металла труб.

Внутреннее давление в трубопроводе вызывает не только кольцевые напряжения, но и продольные. Продольные напряжения зависят от очертания оси трубопровода и взаимодействия его с окружающей средой. Так, при прямолинейной оси трубопровода и отсутствии поперечных и продольных его перемещений продольные осевые напряжения равны примерно 30 % кольцевых. При непрямолинейной оси трубопровода продольные осевые напряжения зависят от перемещений трубопровода, которые определяются взаимодействием его со средой (грунтом, опорами и др.). При этом продольные осевые напряжения могут достигать 50 % кольцевых.

Продольные напряжения от температурного перепада определяются конструктивным решением трубопровода и взаимодействием трубопровода с окружающей его средой. Наибольшие температурные напряжения возникают при отсутствии поперечных и продольных перемещений. Допускаемый температурный перепад определяется расчетом для принятого конструктивного решения, исходя из установленного нормами предельного состояния трубопровода.

Деформации грунта, влияющие на напряженно-деформированное состояние трубопровода, могут быть связаны с перемещением грунта в результате его проседания вблизи находящихся систем трубопроводного транспорта.

1.3. Обеспечение устойчивости системы трубопроводного транспорта, хранения и распределения нефти и газа путём повышения эффективности эксплуатации

Территория Республики Беларусь является транзитной для магистральных нефте и нефтепродуктопроводов. Нефтепроводы, пересекающие и проходящие в непосредственной близости от водных объектов, составляют 30%, от всей длины трубопроводов. В частности, при строительстве подводных переходов через водные объекты может происходить их загрязнение и гибель водной фауны и флоры. На другом этапе, при эксплуатации подводных трубопроводов наиболее опасными и масштабными загрязнениями рек нефтью являются аварийные сбросы на магистральных нефтепроводах, которые сопровождаются целым рядом негативных факторов (большие объемы загрязнения, высокая интенсивность и скорость распределения нефти и большая вариативность ситуации). В связи с этим проблема защиты водных объектов от загрязнения нефтью является актуальной. При проектировании, на границах подводного перехода трубопровода через водный объект, определяемых горизонтом высоких вод, устанавливается запорная арматура в качестве средства для защиты от разлива продукта при аварии. Запорная арматура, устанавливаемая на нефтепроводах и нефтепродуктопроводах и трубопроводах сжиженного газа в местах перехода через реки или прохождения их на отметках выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии менее 700 м, должна быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление.

Так же немаловажную проблему при разработке комплекса мер безопасности объектов окружающей среды при авариях на магистральных трубопроводах играют разливы углеводородов на земельных участках. На первых этапах ликвидации разлива нефти основной задачей является локализация загрязненного участка для предотвращения распространения нефтяного пятна и сбор максимально возможного количества разлитой нефти. Эти работы должны выполняться немедленно после аварии [9,10]. И чем тщательней они выполнены, тем благоприятнее прогноз результатов рекультивации. После сбора разлитой нефти часть ее остается сорбированной на почве и остатках растительности. Для интенсификации разложения и предотвращения выщелачивания и миграции загрязнений, в перемешанный с отходами грунт могут добавляться вода и вспомогательные вещества — удобрения, сорбенты и т.д. К основным источникам загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте нефти, нефтепродуктов следует отнести аварийные испарения разлившейся нефти при отказах и ремонте линейной части магистральных трубопроводов и испарение нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах.

1.4 Влияние технического нормативного правового регулирования в области промышленной безопасности на обеспечение устойчивости магистрального трубопроводного транспорта

Учитывая факторы, способствующие загрязнению водных объектов, в ТНПА предусмотрены мероприятия для минимизации этих негативных воздействий. Согласно нормативного документа [1] регламентирующего проектирование новых и реконструируемых магистральных трубопроводов, и ответвлений от них предусмотрены следующие меры безопасности объектов окружающей среды. Также нормативом предусмотрено прокладка подводных переходов с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величина заглубления устанавливается с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ. Согласно [2, 5, 6, 7], для многониточных переходов производится ограничение участка запорной арматурой, установленной на берегах, толщина стенки пересчитывается и увеличивается, используется усиленная изоляция, предусматривается балластировка против всплытия.

При проектировании резервуарных парков должна быть предусмотрена обваловка [73, 75, 82, 99] резервуаров или защитная стенка. Эти мероприятия предотвращают распространение разлитой нефти в случае аварии. Для уменьшения испарений легких фракций нефтепродуктов предусматривается монтаж плавающей крыши или понтона. Кроме этого предусматривается окраска резервуаров в светлые тона (белый, серебристый). В процессе эксплуатации резервуарных парков предусмотрен контроль за выбросами в приземный слой атмосферы и проникновение и загрязнения поверхностных и грунтовых вод.

В строительный период согласно [32, 84, 88] необходимо предусмотреть мероприятия, предотвращающие загрязнение объектов окружающей среды. В эксплуатационный период в ТНПА также предусмотрены мероприятия, уменьшающие воздействие магистральных нефтепроводов на окружающую среду. Наиболее опасной ситуацией при эксплуатации магистральных нефте и нефтепродуктопроводов является разлив нефти в водные объекты. Аварией на магистральном трубопроводе, считается внезапный вылив, истечение нефти или выбросом под давлением опасных химических или пожаровзрывоопасных веществ в результате полного разрушения или повреждения трубопровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств. Документами [72, 76, 77] предусматривается, что при авариях на магистральных трубопроводах на окружающую среду происходят следующие воздействия:

- на водные объекты
- земельные участки
- приземный слой атмосферы

Разлив нефти на водных объектах является одной из самых сложных экологических задач для решения, так как нефть содержит одновременно тяжелые и летучие углеводороды. Широко использующиеся методы борьбы с нефтяным загрязнением воды, как: защита плавучими заграждениями (бонами); выжигание тяжелых нефтяных фракций; механический сбор нефти; обработка нефтяного пятна бактериями, раз-

лагающими углеводороды; применение новых специально разработанных диспергирующих агентов, а также использование различных видов сорбентов. Предлагаемые выше мероприятия совместно с разработанными планами ликвидации аварий на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах позволят уменьшить негативные последствия на окружающую среду. Данные мероприятия рассмотрены в [72, 76, 77].

При повреждении нефтепроводов воздействия на окружающую среду происходят, в том числе и на приземный слой атмосферы [9]. Все эти загрязнения относятся к локальным и временным, так как они рассеиваются под воздействием воздушных потоков. Как предусмотрено в документах [73, 76, 77]. необходимо проводить анализ воздушной среды и соблюдать меры пожаробезопасности в месте разлива нефти.

1.5 Влияние технического нормативного правового регулирования в области экологической безопасности на обеспечение устойчивости магистрального трубопроводного транспорта

Магистральные трубопроводы нефти и газа при сооружении и за время своей эксплуатации негативно воздействуют на окружающую среду. При сооружении воздействия на экосистемы могут проявляться как в виде прямых воздействий (уничтожение объектов природы) так и косвенных (связи между компонентами природы). При эксплуатации трубопроводы подвергаются значительным нагрузкам как вне, так и внутри, что может приводить к авариям, и, как следствие, к загрязнению окружающей среды.

Несмотря на высокие требования, предъявляемые к магистральным трубопроводам и их объектам, риски возникновения аварийных ситуаций всё равно остаются. Главным нормативным документом, в котором содержится информация по охране магистральных трубопроводов, идентификации и ликвидации последствий аварий, является – «Закон РБ О магистральном трубопроводном транспорте». Одним из направлений регулирования данного документа являются вопросы охраны окружающей среды. В частности, в статье 36 Закона, собственник магистрального трубопровода или системы магистральных трубопроводов и (или) оператор обязаны возместить вред, причиненный окружающей среде при создании, реконструкции, эксплуатации, консервации и ликвидации магистрального трубопровода.

Кроме этого основного документа в Республике Беларусь действуют и другие технические нормативные правовые акты, регламентирующие действия эксплуатации магистральных трубопроводов и охраны окружающей среды. К таким документам можно отнести следующие ТНПА: СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы, СНиП III-42-80 Часть III Правила производства и приемки работ, Глава 42 Магистральные трубопроводы, ТКП 037-2006 (02230) Правила безопасности при эксплуатации средств и систем автоматизации на объектах магистральных газопроводов, ТКП 038-2006 (02230). Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов, ТКП 039-2006 (02230) Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов, ТКП 169-2018 (33130) Правила технической эксплуатации резервуаров для нефти и нефтепродуктов, Правила охраны магистральных трубопроводов, (в ред. постановления Совмина от 04.11.2007 N 1452), Инструкции по производству работ в охранных зонах магистральных трубопроводов, (в ред. постановлений МЧС от 01.04.2002 N 7, от 16.04.2008 N 31), , Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов, СНБ 3.02.01-98 "Склады нефти и нефтепродуктов, Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов СТП 09100.20001.002-2007, РД 153-39-4-078-01 "Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз, Правила технической эксплуатации складов нефтепродуктов (утв. пост. МЧС РБ от 30.09.2004 №31).

Перечисленные ТНПА не включают весь спектр действующих документов в Республике Беларусь в области охраны окружающей среды на магистральных трубопроводах, однако они показывают направления деятельности в этой области.

Эти документы включают мероприятия по охране окружающей среды. Эти мероприятия можно классифицировать по таким признакам: мероприятия: проводимые в проектный период строительства трубопроводов, мероприятия по строительству и эксплуатации. Согласно [1,5,6,9] в проектный период необходимо провести мониторинг экосистем, по которым будет проходить магистральный трубопровод. В проектах на прокладку трубопроводов необходимо предусматривать решения по охране окружающей среды при сооружении трубопроводов и последующей их эксплуатации. Требования по охране окружающей среды следует включать в проект отдельным разделом, а в сметах предусматривать необходимые затраты. Требования к гидравлическим испытаниям и рекультивации должны регламентироваться в проекте также в виде самостоятельных подразделов. В раздел по охране окружающей среды необходимо включать защиту от негативных воздействий при сооружении и эксплуатации не только земли, водные объекты и приземный слой атмосферы, а и животный мир и растения

Согласно [83, 82, 88, 89, 90] при выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения ее устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Работы, связанные с выпуском в атмосферу значительных количеств вредных паров и газов, должны выполняться по согласованию с местными органами санитарно-эпидемиологической службы и санитарными лабораториями при наличии благоприятной метеорологической обстановки.

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ должен быть снят и уложен в отвалы для восстановления (рекультивации) земель. Не допускается сливать в реки, озера и другие водоемы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной ее очистки

Согласно [32,73, 76, 77, 89, 96, 97] в период эксплуатации необходимо поддерживать трубопроводы в надежном состоянии, не приводящем к аварийной ситуации. Проводить измерения по выбросам в атмосферу и водные объекты, поддерживать выбросы и сбросы, не превышающие ПДВ и ПДС для эксплуатируемого объекта. Разработать планы ликвидации аварий для их минимизации. Внедрять новые технологии, уменьшающие негативное воздействие на окружающую среду.

Перечисленные мероприятия в области проектирования, сооружения и эксплуатации магистральных трубопроводов позволяют минимизировать негативные последствия на экосистемы при воздействии трубопроводов.

Глава 2. Обеспечение устойчивости объектов магистрального трубопроводного транспорта, хранения и распределения нефти и газа путём повышения конструктивной надёжности

2.1.1. Проблемы обеспечения надёжности объектов системы транспорта и распределения нефти и газа

Конструкции объектов систем транспорта и распределения нефти и газа находятся под действием комплекса нагрузок вероятностного характера, в первую очередь связанных с изменением давления внутри трубопроводов, и подвержены воздействиям окружающей среды, включая подвижки грунтов и изменения гидрогеологии, которые вызывают соответствующие нерасчётные напряжения и могут повлечь недопустимые деформации конструкции.

Вопрос надёжности объектов систем транспорта и распределения нефти и газа является объектом постоянного внимания органов Государственного надзора в части промышленной, пожарной и экологической безопасности, особенно это важно, когда на территории Беларуси, подавляющее большинство магистральных и распределительных трубопроводов эксплуатируются дольше назначенного ресурса.

Аварии и инциденты на объектах системы транспорта и распределения нефти и газа влекут за собой прекращение функционирования этих объектов на определённый период и создают потребность в проведении большого объёма восстановительных работ, работ по локализации и минимизации последствий. Это обуславливает серьёзные последствия аварий в экономической сфере. Выбросы природного газа при авариях на газопроводах или розлив нефтепродуктов при авариях на нефтепроводах (нефтепродуктопроводах) с попаданием на почву и в водные объекты приводит к загрязнению больших площадей и ведёт к тяжёлым экологическим последствиям и ущербу окружающей среде. А также пожары и взрывы, которые могут сопровождать аварии на трубопроводах, приводят к поражению персонала, что создаёт последствия в социальной сфере.

Большинство магистральных трубопроводов Беларуси были построены в 60-80-е годы XX века и являлись частью общей трубопроводной системы СССР. Характерной общей чертой указанных объектов трубопроводного транспорта является их прогрессирующее старение. Как видно из таблицы 2.1 срок эксплуатации большей части магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, за исключением некоторых участков, где произведена полная замена труб во время проведения капитального ремонта, превышает нормативный и составляет 40-50 лет.

Таблица 2.1

Основные характеристики магистральных нефтепроводов (НП) и нефтепродуктопроводов (НПП)

Наименование трубопровода	Основные характеристики			
	Протяжённость трубопровода, км	Протяжённость коридора, км	Диаметр, мм	Год ввода в эксплуатацию
НП «Унеча-Мозырь» I	183	183	820	1966
НП «Унеча-Мозырь» II	183		1020	1972
НП «Речица-Мозырь»	85		530	1970
НПП «Унеча-Стальной Конь» (345-527 км)	183		530	1966
НПП «Унеча-Стальной Конь» (527-559 км)	32	32	530	1966
НП «Мозырь-Броды» I	32		720	1973
НП «Мозырь-Броды» II	32		720	1973
НП «Мозырь-Брест» I	441	441	630	1966
НП «Мозырь-Брест» II	441		720	1972
НП «Мозырь-Брест» III	441		820	1978 - 2000
НП «Унеча-Полоцк» I	380	380	820	1964
НП «Унеча-Полоцк» II	380		820	1974
НПП «Унеча-Полоцк» (53-433 км)	380		530	1964
НПП «Унеча-Полоцк» (433-455 км)	22	112,5	530	1964
НП «Полоцк-Вентспилс»*	112,5		720	1968
НП «Полоцк-Биржай-Мажейкяй»*	112,5		720	1977
НПП «Дисна-Илуксте»	90,5		530	1974
НП «Сургут-Полоцк»	83	83	1020	1981
НПП «Полоцк-Минск» (в настоящий момент полость трубопровода не заполнена нефтью/нефтепродуктом и перекачка не ведется).	278	278	426	1987 - 1990
НПП «Новополоцк-Фаниполь»	292	292	273	2017 - по наст. время

* - В настоящий момент полость трубопровода не заполнена нефтью/нефтепродуктом и перекачка не ведется.

Также на территории Республики Беларусь находится разветвленная сеть магистральных газопроводов, которые эксплуатируются ОАО «Газпром трансгаз Беларусь». Протяженность магистральных газопроводов диаметром от 50 до 1400 мм в однониточном исчислении составляет около 7900 км, из которых более 2500 км предназначены для осуществления транзитных поставок природного газа в страны Европейского Союза.

Если проанализировать «возраст» газопроводов, то 60 % трубопроводов эксплуатируется за пределами установленного срока эксплуатации или вплотную подходят к этому сроку (таблица 2.2). В течении ближайших 10 лет практически вся газотранспортная система Республики Беларусь перейдет рубеж в 33 года, включая относительно новые отводы к внутренним потребителям, построенные по программе газификации в постсоветский период и имеющие относительно небольшую производительность и диаметр, так и магистральный газопровод «Ямал-Европа» диаметром 1400 мм. Срок эксплуатации некоторых газопроводов уже превышает 50 лет, а активной замены или сооружения новых газопроводов в настоящее время не ведется.

Таблица 2.2

Возрастная структура магистральных газопроводов Республики Беларусь (по данным отдела эксплуатации ОАО «Газпром трансгаз Беларусь». Состояние на январь 2019 года)

Срок ввода в эксплуатацию года	Протяженность газопроводов по диаметрам, км						% от общей протяженности
	Dy1400	Dy1200	Dy1000	Dy700	Dy500	Dy400 и менее	
до 10 лет	0,6	20,5	0	247,4	52,8	149,8	6
11-20 лет	578,6	0	1,3	62,3	106,8	1631,4	30,1
21-30 лет	364,9	207,8	211,5	190,0	135,4	832,5	24,6
31-40 лет	0	813,5	91,9	357,3	125,2	370,8	22,3
свыше 40 лет	0	829,2	8,3	187,5	221,6	102,5	17,1
Итого	944,1	1871,0	313,0	1044,5	641,8	3087,0	100

Таким образом, срок их эксплуатации приближается к тому моменту, когда значительно возрастает интенсивность отказов и аварий, т.к. по мере увеличения возраста трубопроводов усиливается тенденция к снижению их надёжности и, следовательно, повышению вероятности возникновения аварии [16].

2.1.2. Анализ аварийности на объектах трубопроводного транспорта Республики Беларусь

Рассмотрим причины произошедших аварий на линейной части магистральных трубопроводов Республики Беларусь за последние 25 лет, исключив аварии, произошедшие вследствие внешних воздействий на трубопровод (несанкционированная врезка, несоблюдение мер безопасности при производстве ремонтных или строительных работ). За последние 25 лет (данные по эксплуатируемым магистральным нефтепродуктопроводам Беларуси представлены только за 15 лет) произошло 12 аварий, которые представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Причины аварий на линейной части магистральных трубопроводов Республики Беларусь

№ п/п	Характер/причина разрушения
1	Частичная разгерметизация корпуса задвижки
2	Дефект сварного соединения
3	Группа свищей по кольцевому шву
4	Группа свищей по кольцевому шву
5	Разрыв кольцевого сварного шва из-за непровара корня
6	Смещение кромок свариваемых деталей
7	Коррозионный свищ до 1мм
8	Непровар в корне сварного шва
9	Внутреннее расслоение длиной 1034мм и шириной 85мм
10	Поперечная трещина и разрыв стенки трубопровода в связи с укладкой трубопровода без запроектированных кривых вставок.
11	Наличие дефекта в кольцевом шве трубопровода, на развитие которого повлияли коррозионные процессы и срок эксплуатации трубопровода (40лет).
12	Раскрытие дефектного участка по заваренной ранее (29 лет назад) в процессе ремонта трещине на продольном сварном соединении.

Как видно из таблицы две трети аварий обусловлены развитием дефектов сварных соединений, приводящие к разрыву трубопровода или образованию коррозионного свища. При этом после длительной эксплуатации аварии происходят преимущественно вследствие отказа кольцевых, а не продольных соединений как было на более ранних этапах эксплуатации. Так, например, 80% всех эксплуатационных отказов, приведших к аварии, на магистральных нефтепроводах ОАО «Гомельтранснефть» «Дружба» до 2004 года было связано с разрушением труб преимущественно по продольным сварным соединениям на концах труб [4, с.74].

При длительной эксплуатации в металле магистральных трубопроводов протекают процессы старения - деградации его свойств, которые могут привести к разрушению даже при напряжениях, не превышающих максимально допустимые. В результате проведенного литературного анализа выявлено, что наиболее характерным проявлением старения трубных сталей является снижение ударной вязкости металла [55, 58, 86]. Процессы старения наиболее интенсивно протекают в структурно-неоднородных участках, таких как сварные соединения [86, с. 212]. За 30-50 лет эксплуатации ударная вязкость в зависимости от срока эксплуатации снижается в 3-5 и более раз (см. рис. 2.1 [2]) и ее значения могут оказаться ниже уровня, установленного СНиП 2.05.06.

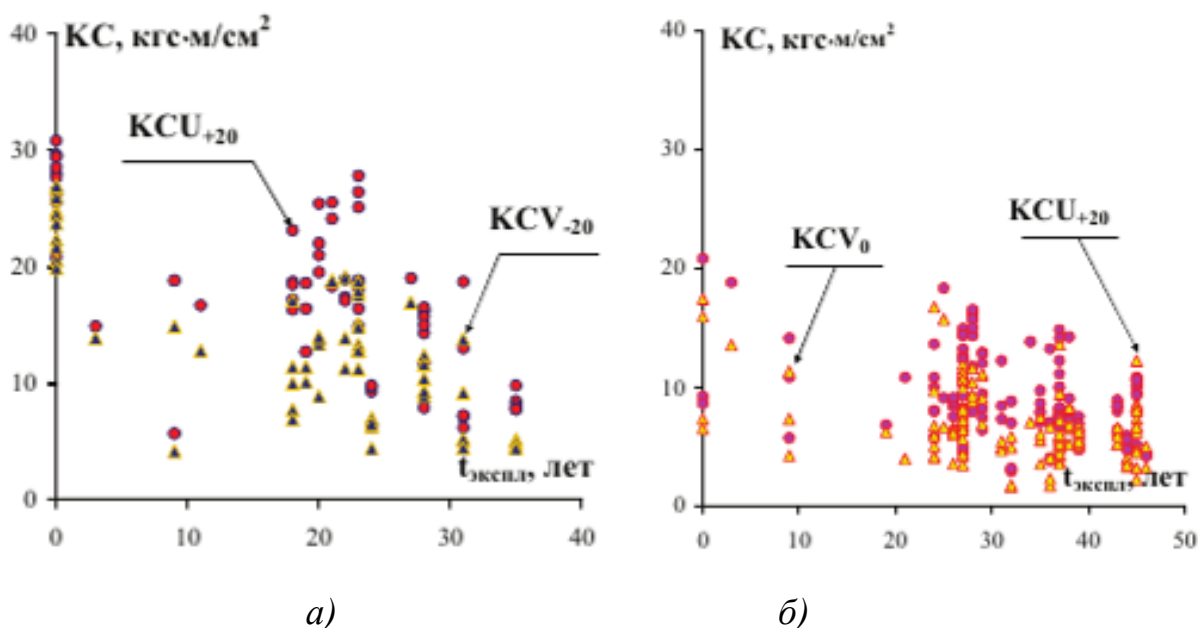


Рис. 2.1. Изменение ударной вязкости трубных сталей классов прочности К60 (а) и К52 (б) при эксплуатации трубопроводов [2]

Снижение ударной вязкости приводит к росту вероятности возникновения и роста трещин, что может привести к аварийному разрушению магистрального трубопровода. Это подтверждается и статистическими данными по эксплуатационным отказам. Так, например, 80% всех аварийных ситуаций на магистральных нефтепроводах Республики Беларусь, эксплуатируемых РУП «Гомельтранснефть «Дружба», связано с разрушением труб по сварным соединениям [4 с.74]. Разрушение происходило практически всегда при установившемся постоянном давлении от 4,0 до 6,0 МПа по зоне влияния заводского продольного сварного соединения на конце труб. Также имелись случаи разрушения и по кольцевым сварным соединениям.

Другой причиной увеличения количества отказов является более низкая коррозионная стойкость сварных соединений магистральных трубопроводов по сравнению с основным металлом. Это подтверждается исследованиями дефектов и продуктов коррозии фрагментов труб длительно эксплуатируемого магистрального нефтепровода, принадлежащего ОАО «Гомельтранснефть «Дружба». Толщина пленки окислов в различных зонах поверхности трубы изменяется в широких пределах – в областях

сварных соединений она находится в диапазоне 30...350 мкм, в зонах термического влияния 20...300 мкм, основного металла трубы 5...120 мкм. Наибольшее коррозионное повреждение наблюдается в местах дефектов [39].

В связи с этим, актуальной задачей для системы магистральных трубопроводов Республики Беларусь является разработка и внедрение эффективных методов их ремонта, в первую очередь направленного на восстановление ударной вязкости сварных соединений. Выполнение ремонтных работ по восстановлению ударной вязкости сварных соединений может производиться во время проведения капитального ремонта магистрального трубопровода с заменой изоляции. Одним из наиболее простых методов восстановления ударной вязкости является проведение специальной термической обработки [68]. В полевых условиях данные работы могут производиться с помощью гибких индукционных подогревателей.

2.2. Причины и последствия отказов объектов системы транспорта, хранения и распределения нефти и газа

Отказ объектов системы хранения нефти это событие, которое возникает по причине нарушения работоспособности состояния резервуара.

В большинстве случаев нарушение работоспособного состояния конструкции происходит в связи с выработкой ресурса резервуара, или с истечением срока службы объекта для хранения нефти. Естественное устаревание металла резервуара, под действием циклических нагрузок, приводит к изменению механических характеристик стали.

Кроме этого есть и другие факторы, влияющие на возникновение отказа конструкции. Так на работоспособность стальных резервуаров повлияют недостатки в проекте, строительстве, эксплуатации, а так же неблагоприятные внешние воздействия.

Под недостатками проекта авторы Кузнецов В.В. и Кандаков Г.П. в [35, 46] описывали такие причины как несоответствие расчетной модели действительной работе конструкции, неудачное конструктивное решение и неправильный выбор марок стали. Проведенный анализ по отказу резервуарных конструкций показал, что более 20% случаев отказа резервуара, соответствуют этой группе причин. В группе недостатков эксплуатации объекта учитывали превышение проектных нагрузок, неисправность технологического оборудования и др. К неблагоприятным внешним воздействиям авторы отнесли ураганный ветер, низкая температура, механические повреждения и т.п. Недостатки строительства включали в себя использование дефектных материалов, низкое качество заводского изготовления, повреждения рулонов при погрузке и разгрузке, некачественную сборку и сварку на монтаже, дефекты оснований и фундаментов и нарушение технологии подготовки и проведения испытаний.

Опыт эксплуатации объектов хранения нефти показывает, что решение проблемы о повышении работоспособности резервуаров, должно сводиться к осуществлению комплекса мероприятий, одновременно направленных на устранение возможности проявления отказа резервуара на всех стадиях его жизненного цикла. Обобщая, можно выделить конструктивно-технологическую стадию, эксплуатационную и организационную.

Конструктивно-технологические мероприятия закладываются еще на этапе проектирования, изготовления и монтажа, и позволяют повысить ресурс безопасной эксплуатации резервуаров.

Одним из важнейших условий обеспечения высокой надежности и безопасности резервуаров является использование стали с высокой стойкостью к хрупким разрушениям, а также получение качественных сварных соединений с минимальным уровнем пластических деформаций, и в целом, направленных на исключение дефектов в заводских сварных швах.

Кроме того, необходимо повысить качество резки технологических проемов для монтажа оборудования. Несовершенство выполнения технологических проемов

и последующая неправильная установка вставок, накладок, заглушек способствуют значительной концентрации напряжений в этих зонах.

Эксплуатационные и организационные мероприятия сводятся к соблюдению нормативно-правовых актов в области эксплуатации и организации ведения работ на объектах хранения нефти. Надлежащие условия эксплуатации, регулярное квалифицированное обследование резервуаров, выполнение регламентных мероприятий могут значительно повысить ресурс конструкции.

Нарушение работоспособности резервуара может привести к разрушению даже небольших резервуаров, заполненных нефтью. Часто это сопровождается возникновением взрывов и пожаров, и всегда связано с загрязнением окружающей местности, в частности водоемов и рек. В случае аварии размер ущерба может в 100-200 и более раз превосходить сметную стоимость строительства самого объекта для хранения нефти на производстве.

Учитывая выше сказанное, можно прийти к выводу, что проблема повышения работоспособности объектов хранения нефти, представляет собой для организаций комплекс задач, решение которых позволит сохранить ресурс резервуара.

По определению [13], работоспособное состояние - это состояние объекта, в котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям, установленным в документации на этот объект. Следовательно, если актуальным для предприятий является повышение работоспособности, то комплекс мероприятий должен быть направлен на уменьшение изменений значений параметров конструкции. А любое не соответствие параметров резервуара требованиям, установленным документацией, это и есть дефект. Значит, комплекс мероприятий должен быть направлен на предотвращение образованию дефектов конструкции.

2.3. Дефекты объектов системы транспорта, хранения и распределения нефти и газа

Самым распространённым типом конструкции, предназначенным для хранения нефти, является вертикальный стальной резервуар. В соответствии с действующими ТНПА, срок службы вертикальных стальных резервуаров составляет 20-25 лет, если иное не указано в проекте. Резервуар, как система хранения нефти, является технически сложным конструктивным сооружением. Поэтому оценка технического состояния объекта такой конструкции должна иметь сложные подходы в определении фактических параметров, и строго соответствовать критериям, установленным технической документацией.

В Беларуси среднее значение срока службы объектов составило около 40 лет [94], что существенно превышает установленные сроки. Для поддержания резервуарного парка в работоспособном состоянии, обеспечивая безотказность конструкций и элементов, предприятия затрачивают ресурсы на проведение капитального ремонта, в результате которого решаются глобальные вопросы экологической безопасности в эксплуатации.

Превышение нормативного срока эксплуатации вертикальных стальных резервуаров способствует появлению и прогрессивному развитию отклонений параметров конструкций от значений, предусмотренных проектом. С течением времени, в результате длительной эксплуатации объекта, возникают дефекты резервуара, в том числе, по причине естественного старения металла.

Все дефекты резервуаров, влияющие на эксплуатационную надежность стальных вертикальных резервуаров, можно классифицировать по ряду признаков. Одним из них является классификация по процессу образования дефекта [85]:

- Дефекты, появившиеся в процессе изготовления металлопроката – металлургические дефекты: задиры, нарушения геометрии проката, неравномерное легирование, нарушение кристаллической структуры материала, неравномерная термическая обработка и др.;
- Дефекты, появившиеся в процессе производства рулонных заготовок – заводские дефекты: свищи, непровары, гофры, смещения стыкуемых кромок и др.;
- Дефекты, появившиеся в процессе транспортировки: смятие части рулона, локальные вмятины на крае рулона (листа), прогиб в продольном направлении и др.;
- Дефекты, появившиеся в процессе монтажа – монтажные дефекты: некачественная подготовка основания, прожоги в местах установки временных креплений, остатки монтажных приспособлений и др.;
- Дефекты, появившиеся в процессе эксплуатации резервуара – эксплуатационные дефекты: коррозионные дефекты, локальная потеря устойчивости, хлопуны и др.

По первым трем позициям дефекты устраняются после обнаружения при изготовлении металлоконструкций резервуара на производстве либо выбраковываются. Наиболее опасными являются монтажные и эксплуатационные дефекты, появившиеся при некачественном монтаже резервуаров на площадке, и не выявленные в процессе контроля при сооружении.

Монтажные и эксплуатационные дефекты можно классифицировать по конструктивным элементам резервуара:

- Основание;
- Днище;
- Окрайки днища;
- Стенка;
- Крыша;
- Вспомогательные элементы (лестница, пожарный трубопровод и др.).

Учитывая площадь боковой поверхности конструкции резервуаров, можно с уверенностью сказать, что стенка вертикального стального резервуара – это самый уязвимый элемент этой конструкции.

К наиболее часто встречающимся дефектам резервуара можно отнести следующие [2]:

- Дефекты монтажных сварных швов;
- Коррозийные повреждения;
- Вырывы металла и остатки при варке монтажных приспособлений на стенке;
- Хлопуны;
- Вмятины и выпучены;
- Неравномерная осадка основания резервуара;
- Недопустимые отклонения от вертикали.

Самым распространенным видом разрушения целостности оболочки являются коррозионные дефекты. На их долю приходится около 50 % от всего количества дефектов у вертикальных стальных резервуаров. Также анализ актов технического состояния резервуаров позволил определить, что в Беларуси коррозионный износ металла встречается у 84 % резервуаров [94], преимущественно это сплошная и язвенная коррозия. Однако самым распространенным видом коррозии является язвенная. Она обнаружена в 95 % случаев коррозионного повреждения металла вертикальных резервуаров. При этом нужно отметить, что треть язвенной коррозии привела к образованию сквозного отверстия в элементах конструкции. Факты, указанные выше, вызывают серьезные опасения в системе функционирования нефтехимического комплекса страны. Учитывая, что в мире наблюдается экономический кризис, возможность увеличения поставок нефти в страну минимальная, поэтому и рассчитывать на новое строительство емкости не приходится. Для обеспечения безопасной эксплуатации резервуаров на предприятиях должны быть предусмотрены мероприятия, которые позволят на ранней стадии развития язвенной коррозии оценить опасность этого повреждения до момента наступления критического геометрического размера близкого к отбраковочному. Существующие методы диагностики технического состояния объектов хранения требуют адаптации, развития и усовершенствования, разработки новых подходов, особенно, если учитывать реальное деградационное старение металла в Беларуси.

2.4. Методы диагностирования дефектов объектов системы транспорта, хранения и распределения нефти и газа

Конструктивная надежность объектов магистрального трубопроводного транспорта, хранения и распределения нефти и газа оценивается по фактическому техническому состоянию самого объекта или его элементов. Под техническим состоянием понимают состояние объекта, которое характеризуется в определенный момент времени при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией.

Техническая диагностика представляет собой совокупность теории, методов и средств определения технического состояния, направленные на получение наиболее полной и достоверной информации о состоянии конструкций, оценки пригодности их к дальнейшей эксплуатации и определения остаточного ресурса. Под остаточным ресурсом понимают суммарную наработку объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

При проведении диагностирования объектов хранения могут применяться следующие методы [87]:

- цветная дефектоскопия - для выявления поверхностных дефектов, включая зарождающиеся или имеющиеся в конструкции микротрещины или коррозионные трещины;

- капиллярные методы для определения герметичности соединений;

- ультразвуковая дефектоскопия - для выявления внутренних дефектов в сварных соединениях;

- ультразвуковая толщинометрия (ультразвуковое сканирование)- с целью определения степени коррозионных повреждений;

- электрофизическое зондирование грунта в основании – для определения возможных протечек продукта и оценки герметичности днища заполненного резервуара;

- акустико-эмиссионный метод диагностики - для выявления в корпусе дефектов, склонных к развитию при нагружении;

- метод магнитной анизотропии - для оценки напряженно-деформированного состояния и определения коэффициентов концентрации напряжений в различных зонах конструкции;

- метод инфракрасной спектроскопии - для определения зон концентрации напряжений в стенке резервуаров по увеличению температуры в этих зонах в процессе нагружения;

- метод определения прочности конструктивных элементов резервуара, а также выявления зон и оценки степени структурной неоднородности соединений по измерению твердости металла и сварных соединений переносным твердомером;

- стандартные методы определения механических свойств металла и сварных соединений резервуара на вырезанных из конструкции пробах;

- метод оценки склонности металла и сварных соединений к хрупким разрушениям по определению критической температуры перехода в хрупкое состояние образцов с острым надрезом;

метод оценки свойств стали и соединений на базе металлографических и фрактографических исследований микропроб, взятых из конструктивных элементов резервуара.

На территории Беларуси диагностирование систем хранения нефти и газа регламентировано действием документа [2], в котором перечень предлагаемых методов диагностирования меньше. Методы неразрушающего контроля используются для измерения твердости, металлографического и химического анализа без разрушения металла, определения НДС металла и при необходимости определение физико-механических свойств металла.

Согласно [99] «...неразрушающие методы контроля при обследовании позволяют определять наиболее важные характеристики состояния металла и сварных соединений:

- внутреннюю несплошность основного металла и сварных соединений, в том числе трещиноподобные и плоские дефекты;
- фактическую толщину металла элементов;
- напряженно-деформированное состояние и зоны концентраций напряжений металла и сварных соединений (зоны концентрации напряжений)».

Требования к теории, методам и средствам определения технического состояния объектов хранения в данном ТНПА размыты, и требуют пояснений и дополнений с учетом развития науки и техники. Так, например, в ТНПА ПАО «Транснефть» даны рекомендации по определению НДС металла, что отсутствует в [99], описаны перечни работ для проведения полной и частичной диагностики объекта хранения и т.п. Учитывая реальные сроки службы резервуаров, расположенных в Беларуси, указанные выше недостатки в ТНПА не способствуют повышению конструктивной надежности при эксплуатации объектов хранения. Поэтому ключевой проблемой устойчивого функционирования объектов магистрального трубопроводного транспорта, хранения, распределения нефти и газа является актуальность и постоянное улучшение (развитие) нормативно-правовой базы на территории Беларуси.

2.5. Методы ремонта объектов системы транспорта, хранения и распределения нефти и газа

Обеспечение устойчивости объектов хранения нефти и нефтепродуктов осуществляется по средствам своевременного проведения мероприятий технического обслуживания металлоконструкции. Мероприятия предусматривают проведение профилактических осмотров и обследования фактического технического состояния резервуаров. По результатам этих мероприятий составляются графики проведения ремонтных работ. Соблюдение таких графиков текущего и капитального ремонта позволяет повысить конструктивную надежность путем поддержания работоспособности объектов хранения или путем восстановления работоспособности элементов или частей объекта хранения эксплуатируемого длительный период, что является актуальным для Беларуси.

Методы ремонта объектов систем хранения регламентированы действием Правил технической эксплуатации резервуаров [99]. Нормативный документ является единственным действующим документом в Беларуси и в части II указан как руководство по техническому диагностированию и ремонту.

Изложение материала (именно так это можно назвать) носит скорее описательный характер, что противоречит понятию, описанному в п.1 самого нормативного документа [99]: «...технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает требования к технической эксплуатации резервуаров для нефти и нефтепродуктов». Документ должен быть написан со словами типа «подлежит», «необходимо», «требуется», «не допускается», «запрещается», «не следует», «могут быть», «как правило», «при необходимости», «допускается», «разрешается», «целесообразно» и т.п., и устанавливать требования к эксплуатации, а не повествовать или включать описание все методов с сравнительным анализом преимуществ и недостатков. И это не единственный недостаток данного нормативного документа. Содержательная часть раздела 2 руководства по ремонту не структурирована и построена не логично. В общем случае все дефекты резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов можно классифицировать по конструктивным элементам объекта: фундамент, основание, днище и окрайки, стенка, крыша, вспомогательные элементы (лестница, пожарный трубопровод и др.). Структурирование нормативного документа, например, по такому простому и объективно понятному признаку позволило бы систематизировать весь материал и не затрудняло бы поиск необходимой информации в нормативном документе. Кроме того, есть и другие признаки, по которым можно логически изложить материал.

Такая проблематика составления и написания нормативных документов является актуальной для Беларуси, причем не только в области эксплуатации объектов систем хранения. Это сложная проблема, которая затрагивает не только государственные структуры, но промышленные предприятия и организации, заинтересованные в обеспечении устойчивости объектов магистрального трубопроводного транспорта, хранения и распределения нефти и газа. Поэтому ее следует рассматривать отдельно.

В общем случае ремонт резервуаров можно классифицировать как:

- ремонт дефектов основного металла резервуаров (стенки, днище, крыша), который заключается в монтаже ремонтных конструкций для поддержания работоспособности объектов систем хранения или вырезке дефектного участка или части конструкции металла;

- ремонт дефектов монтажных сварных швов;

- ремонт вспомогательных элементов резервуара и оборудования.

Глава 3. Обеспечение устойчивости объектов магистрального трубопроводного транспорта, хранения и распределения нефти и газа путём совершенствования методов их эксплуатации

3.1. Энергетический потенциал объектов системы магистральных газопроводов Беларуси.

Повышение эффективности газотранспортных систем представляет собой важную задачу, которая требует своего решения. В связи с этим проектируются и сооружаются многониточные газопроводы диаметром 1200-1400 мм с большой пропускной способностью. Процесс проектирования и эксплуатации таких газотранспортных систем характеризуется рядом специфических особенностей.

Линейная часть магистральных газопроводов (МГ) представляет собой трубопроводы большой протяженности. При проложении газопроводов подземным способом в водонасыщенных грунтах необходимо учитывать, что сезонные изменения температуры грунта могут привести к потере стойкости газопровода и нарушению антикоррозионной изоляции. Поэтому большое значение приобретает охлаждение газа на компрессорных станциях (КС) путем комбинированного природного (в холодный период) и искусственного (в теплый период) понижения температуры при помощи аппаратов воздушного охлаждения.

Сложность структуры газотранспортных систем создает дополнительные трудности эксплуатации. Во-первых, функционирование газопровода в заданном гидравлическом режиме требует строгой согласованности работы всех элементов сети, особенно в аварийных ситуациях. Во-вторых, необходима поддержка определенного температурного режима, причем на участках трубопровода в зависимости от характеристик грунтов на трассе этот режим не одинаков.

Кроме того, резкие увеличения или уменьшения отбора газа потребителями приводят к неустановившемуся его течению по трубопроводу, причем неустановившиеся процессы вследствие изменения плотности газа могут проходить часами или даже сутками. К аналогичным последствиям приводит уменьшение или увеличение подкачки газа, внезапное включение или выключение компрессорных станций, открытие или закрытие задвижек.

Переходные режимы работы газопровода сопровождаются значительным и интенсивным изменением давления, которое нарушает нормальную работу газопровода, а в некоторых случаях приводит к его разрушению.

Значительная часть газопроводов или их участков работает при неизотермическом течении газа, что необходимо учитывать при моделировании режима эксплуатации газопровода.

При перекачке природного газа по магистральным газопроводам часто встречаются неустановившиеся неизотермические режимы. Для поддержки параметров работы газопровода в заданных границах необходимо разрабатывать модели оперативного управления сложными газотранспортными системами. В связи с этим в последнее время интенсивно разрабатываются методы расчета

неустановившихся режимов течения газа по магистральным трубопроводам с целью повышения эффективности и надежности их работы.

Известные на сегодня исследования проведены соответственно к условиям работы лучевых изотермических трубопроводов [92, 102]. Следует отметить, что взаимовлияние тепловых и гидравлических полей значительное, и если его не учитывать, то это может привести к повышению аварийных состояний и к недостаточно эффективному использованию газотранспортных систем [30].

Отсюда, возникает потребность в решении задачи достаточно общего характера, а также создания методов расчета неустановившихся неизотермических режимов транспортирования газа по сложным взаимосвязанным газотранспортным магистралям. Исходя из практики работы газопроводов, следует проводить пересчет замены параметров трубопроводных систем и транспортируемого газа во времени и пространстве в зависимости от изменения граничных условий и неизотермичности перекачки газа. Такие положения значительно усложняют расчеты процессов гидравлики и теплообмена в газотранспортных системах.

Оперативное управление системами магистрального транспорта газа предполагает выбор режимов их эксплуатации на основе использования современных математических методов и ЭВМ, причем расчеты необходимо проводить для всех участков трубопроводной сети.

Известные работы с расчетом сложных газопроводов посвящены в основном стационарным режимам транспортирования газа. Общая постановка задачи требует нового подхода. Например, используя теорию сложных систем [7]. Можно рассчитывать режимы магистральных газопроводов практически любой конфигурации без особенного увеличения объемов вычислений.

Важной проблемой остается определение фактических гидродинамических параметров газопроводов с учетом теплофизических особенностей газов. Работы с этим вопросом обоснованы только на стационарных режимах или нестационарных процессах без учета изменения свойств среды. Использование методик этих исследований для расчета систем магистрального транспорта газа может привести к недопустимым ошибкам. В связи с этим, возникает необходимость в разработке простых, и в то же время достаточно точных методов идентификации параметров газотранспортной сети.

3.2. Влияние медленно меняющихся параметров в процессе транспорта газа на показатели (обеспечение устойчивости) работы системы магистральных газопроводов

При сооружении газотранспортной системы (ГТС) большой протяженности диаметром 1200...1400 мм разрабатываются надежные методы их расчета с целью эффективного обеспечения потребителя газом. Это в свою очередь, требует создание сложных имитационных моделей газопроводов.

При моделировании процесса перекачки газа по магистральным трубопроводам можно выделить десять основных этапов:

1. Исходя из теоретических и практических исследований выбирают рациональный класс моделей газотранспортной системы.

2. На основе необходимого объема информации об изменении температуры, давления и расхода газа на границах моделируемого участка, выбирают математические модели внешней среды.

3. Осуществляют сбор и обработку диспетчерских данных для решения обратных задач и прогнозирования состояний внешней среды.

4. Оценивают гидродинамические и теплофизические параметры ГТС.

5. Проверяют адекватность моделей, которая дает возможность выявить возможные дефекты подгонки, а также их причины.

6. Прогнозируют входные значения температуры, давления и расхода газа.

7. На основе проведенных уже этапов рассчитывают изменения состояний газопровода.

8. При нахождении измерительной информации в процессе расчета решение прямой задачи останавливают.

9. Во время адаптации, как правило, за один итерационный шаг уточняют значения восстановленных параметров.

Для оперативного управления режимом работы ГТС необходимо построить достаточно простые и точные модели функционирования отдельных частей системы: компрессорных станций (КС), линейных участков (ЛУ), регулирующей и запорной арматуры. Методы описания элементов данных систем должны отличаться гибкостью, универсальностью, высокой степенью точности и удобством при разработке компьютерных программ. Кроме того, необходимы способы для объединения моделей отдельных элементов в общую систему.

Наиболее сложно моделировать неизотермические неустановившиеся режимы течения газа по трубопроводу.

Описывая процессы перекачивания природного газа по магистральному газопроводу (МГ), как правило, задачи гидродинамики и теплообмена рассматривались отдельно [31, 80, 103]. При помощи уравнений гидродинамики решались задачи определения полей скоростей, давления и плотности газа. При этом допускалось, что количество уравнений движения, состояния и неразрывности достаточно для решения таких задач при условии, что коэффициент вязкости и плотность газа зависят только от давления. Рассмотрены также [30, 40, 43, 44] задачи

теплообмена газа с окружающей средой без учета изменения давления во времени при условии, что динамические процессы стационарны. Это объясняется тем, что постоянная времени переходных тепловых процессов во много раз больше от постоянной времени переходных процессов гидродинамики. Опираясь на данную закономерность, для упрощения методов расчета неустановившихся режимов авторы [2, 3] предлагают протекание газа или нефти рассматривать в два этапа.

Предполагается, что на первом этапе, продолжительность которого для МГ не превышает 1-3 часов [102], происходит значительное изменение давления и скорости газа, а температура остается практически постоянной. На втором этапе, который может длиться сотни часов, распределение скорости и давления уже будет установившимся и нестационарный теплообмен между газом и окружающим трубопровод грунтом идет до тех пор, пока в грунте не установится стационарное температурное поле.

Однако результаты работ [30, 41] свидетельствуют, что изменение скорости потока газа при течении и вдоль газопровода влияет на характер и интенсивность теплообмена газопровода с окружающей средой (воздух, вода, грунт). В свою очередь, изменение температурных напряжений в окружающей среде приводит не только к новому распределению скоростей, но и к изменению режима течения газа. Поэтому задача моделирования процессов течения газа в газопровode должна включать как гидравлические, так и термодинамические уравнения, объединенные в единую систему.

Нестационарный процесс теплообмена в подвижных сплошных средах описывается системой дифференциальных уравнений в частных производных, которые включают в себя [34, 48]:

$$\begin{aligned}
 & \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial \tau} + W_x \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial x} + W_y \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial y} + W_z \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial z} = \rho g x - \frac{\partial P}{\partial x} + 2 \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial W_x}{\partial x} \right) + \\
 & + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial W_x}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial W_x}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial W_y}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial W_z}{\partial x} \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \operatorname{div} \vec{W} \right), \\
 & \frac{\partial(\rho W_y)}{\partial \tau} + W_x \frac{\partial(\rho W_y)}{\partial x} + W_y \frac{\partial(\rho W_y)}{\partial y} + W_z \frac{\partial(\rho W_y)}{\partial z} = \rho g y - \frac{\partial P}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial W_y}{\partial x} \right) + \\
 & + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial W_x}{\partial y} \right) + 2 \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial W_y}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial W_y}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial W_z}{\partial y} \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \operatorname{div} \vec{W} \right), \\
 & \frac{\partial(\rho W_z)}{\partial \tau} + W_x \frac{\partial(\rho W_z)}{\partial x} + W_y \frac{\partial(\rho W_z)}{\partial y} + W_z \frac{\partial(\rho W_z)}{\partial z} = \rho g z - \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial W_z}{\partial x} \right) + \\
 & + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial W_x}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial W_z}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial W_y}{\partial z} \right) + 2 \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial W_z}{\partial z} \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \operatorname{div} \vec{W} \right),
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

уравнение неразрывности

$$\frac{\partial P}{\partial \tau} + \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho W_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho W_z)}{\partial z} = 0, \tag{3.2}$$

или в векторной форме

$$\frac{\partial P}{\partial \tau} + \operatorname{div} \vec{W} = 0, \quad (3.3)$$

уравнение энергии

$$\frac{D_t}{\partial \tau} = -\frac{\operatorname{div} \vec{q}}{\rho} + \frac{1}{\rho} \frac{dP}{d\tau} + \frac{\Phi_1}{\rho} + \frac{q_v}{\rho}, \quad (3.4)$$

где Φ_1 — диссипативная функция Релея;
уравнение состояния [92]

$$f(P, \rho, T_2) = 0. \quad (3.4')$$

Чтобы ограничить задачу необходимо задать граничные условия, которые подразделяются на временные и пространственные. Из них основными являются начальные состояния среды, форма и размеры поверхности нагрева, скорость, температура, условия состояния среды и условия теплообмена на границе. Задание температурного граничного условия (среда - стенка газопровода) можно осуществить включением в систему (3.1) - (3.4') граничного условия четвертого рода, т.е. когда принять, что перенос тепла вблизи стенки происходит за счет теплопроводности, то на границе раздела стенка — газ есть равенство температур и тепловых потоков:

$$T_{\text{ст}} = T_{\text{г}}; \quad -\lambda \left(\frac{\partial T_2}{\partial n} \right)_2 = -\lambda \left(\frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial n} \right)_{\text{ст}}. \quad (3.5)$$

Для описания процесса теплообмена в стенке газопровода необходимо дополнить систему (1.1) - (1.5) уравнением теплопроводности.

$$C_{\text{ст}} \rho_{\text{ст}} \frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial \tau} = \operatorname{div} \left(\lambda_{\text{ст}} \operatorname{grad} T_{\text{ст}}^{\vec{}} \right) + q_v^{\text{ст}}. \quad (3.6)$$

Таким образом, имеем систему уравнений (3.1) - (3.6), которая описывает процессы перекачки газа по трубопроводу. Она не замкнута, поскольку не указаны уравнения, которые связывают ее с внешней средой. Для общего случая теплоизолированных трубопроводов, например, технологических коммуникаций хранилищ сжиженных газов, можно ввести условия

$$T_{\text{из}} = T_{\text{ст}}; \quad -\lambda_{\text{из}} \left(\frac{\partial T_{\text{из}}}{\partial n} \right)_{\text{из}} = -\lambda_{\text{ст}} \left(\frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial n} \right)_{\text{ст}}; \quad (3.7)$$

$$C_{\text{из}} \rho_{\text{из}} \frac{\partial T_{\text{из}}}{\partial \tau} = \operatorname{div} \left(\lambda_{\text{из}} \operatorname{grad} T_{\text{из}}^{\vec{}} \right) + q_v^{\text{из}}. \quad (3.8)$$

Для наземных газопроводов соотношение, которое устанавливает связь трубопроводной системы с внешней средой, задается в виде граничного условия третьего рода [15]:

$$\lambda_{\text{из}} \left(\frac{\partial T_{\text{из}}}{\partial n} \right)_{\text{из}} \vec{\ln} = \alpha_{\text{в}} (T_{\text{из}} - T_{\text{в}}) \left(-\vec{\ln} \right). \quad (3.9)$$

где α_b — коэффициент теплоотдачи от наружного слоя изоляции к окружающему воздуху (внешней среде); T_b — температура окружающего воздуха (внешней среды).

Для подземных газопроводов в общем случае задача теплообмена является трехмерной и нелинейной в уравнениях для внешней среды [92]:

$$\pm \int_S \lambda_{\text{гр}}^T \left(\frac{\partial T_{\text{гр}}^T}{\partial n} \right) dS \pm \int_S \lambda_{\text{гр}}^M \left(\frac{\partial T_{\text{гр}}^M}{\partial n} \right) dS = q_0 \omega_b \frac{dV}{d\tau},$$

где: q_0 — теплота плавления льда; ω_b — количество воды в грунте, которая превращается в лед; S — подвижная граница (протаивание); $\frac{dV}{d\tau}$ — прирост объема промерзающего грунта.

Тепловое поле грунта вокруг трубопровода описывается системой уравнений теплопроводности [43]

$$C_{p \text{ гр}} \rho_{\text{гр}} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial \tau} = \text{div} \left(\lambda_{\text{гр}} \text{grad } T_{\text{гр}}^{\rightarrow} \right) \quad (3.10)$$

с граничными условиями:
на поверхности земли

$$\lambda_{\text{гр}} \left(\frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial y} \right)^{\rightarrow} \vec{1}_n = \alpha_b (T_{\text{гр}} - T_b) \left(-\vec{1}_n \right); \quad (3.11)$$

на границе «изоляция (в случае ее отсутствия — стенка) — грунт»

$$T_{\text{из}} = T_{\text{гр}}; \quad -\lambda_{\text{из}} \left(\frac{\partial T_{\text{из}}}{\partial n} \right)_{\text{из}} = -\lambda_{\text{гр}} \left(\frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial n} \right)_{\text{ст}}; \quad (3.12)$$

на границе области постановки задачи (y_0, z_0) частные производные в координатах (y, z)

$$\left. \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial z} \right|_{z=z_0} = 0; \quad (3.13)$$

$$\left. \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial y} \right|_{y=y_0} = 0. \quad (3.14)$$

Следует отметить, что по магистральным газопроводам, которые сооружаются за последние годы, осуществляется транспорт охлажденного газа, который обеспечивает стойкость режимов работы трубопроводов, сохранение окружающей среды, а также является одним из способов повышения эффективности газотранспортных систем [30, 93]. В зависимости от цели уровни охлаждения различны. Для обеспечения надежности эксплуатации газопроводов в северных районах, которые характеризуются значительной обводненностью и слабым заземлением грунтов, используется круглогодичное охлаждение газа до сезонных температур грунта [30]. Расчетами установлено [43], что уровень охлаждения газа на компрессорной станции составляет 281К с учетом экологических ограничений и возможного всплытия газопровода на болотах и водных переходах при его обмерзании.

Стойкость газопроводов на участках мерзлых грунтов достигается охлаждением газа в холодильных машинах до температур 269-271 К. Такие уровни охлаждения газа обеспечивают надежность эксплуатации газопровода. Более глубокое охлаждение газа способствует повышению продуктивности газопровода. Исследования показали, что оптимальный уровень глубокого охлаждения газа составляет 203К.

Для всех случаев транспортирования газа с отрицательными температурами вокруг трубопровода происходит промерзание грунта. В работе [43] указаны уровни промерзания грунта при различных температурах газа.

Для того чтобы учитывать наличие мерзлых и талых грунтов и границы между ними, необходимо ввести уравнения (1.10) - (1.14) отдельно для каждого типа грунта, а также задать условия сопряжения на границе между ними [43]:

$$\lambda_{\text{гр}}^{\text{T}} \left(\frac{\partial T_{\text{гр}}^{\text{T}}}{\partial n} \right) - \lambda_{\text{гр}}^{\text{M}} \left(\frac{\partial T_{\text{гр}}^{\text{M}}}{\partial n} \right) = \sigma \rho_{\text{гр}} (W_{\text{H}} - W_0) \frac{dn}{d\tau}, \quad (3.15)$$

где:

σ — скрытая теплота фазовых переходов на единицу массы грунта; n — координата перемещающейся границы; $\rho_{\text{гр}}$ — плотность грунта.

Отметим также, что вдоль трубопровода грунт может быть неоднородным, поэтому на границе грунтов с различными теплофизическими свойствами систему уравнений (3.1) - (3.5) необходимо дополнить соотношением

$$T'_{\text{гр}} = T''_{\text{гр}}; \quad -\lambda'_{\text{гр}} \frac{\partial T'_{\text{гр}}}{\partial x} = -\lambda''_{\text{гр}} \frac{\partial T''_{\text{гр}}}{\partial x}. \quad (3.16)$$

Уравнение (1.10) удобно переписать в виде

$$\frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial x} \left(Q_{\text{гр}} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(Q_{\text{гр}} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(Q_{\text{гр}} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial z} \right). \quad (3.17)$$

Следует отметить, что уравнение Фурье (1.17) справедливо для какой-нибудь точки изотермического твердого тела при условии, что теплота передается исключительно теплопроводностью. Грунт, как известно, представляет собой трехфазное дисперсное тело, теплопередача в котором происходит не только за счет кондуктивной теплопроводности, но и массообмена фильтрующихся и мигрирующих вод.

Однако в работах [43, 44] отмечено, что кондуктивный перенос теплоты преобладает. Конвективная составляющая уравнивается с кондуктивным переносом теплоты только в отдельных случаях, например, в талых водонасыщенных гравистых грунтах [1].

Как показано в работе [30], в районе сезонного промерзания грунтов граница промерзания находится выше от трубы и конвективные потоки в талой зоне над трубой отсутствуют. Конвективные потоки с более глубоких слоев грунта, например при миграции воды, обогревают трубопровод.

Для рассматриваемых задач можно не брать во внимание конвективный перенос теплоты фильтрующихся и мигрирующих до границы промерзания вод, относя его к запасу расчета надежности. Кроме того, можно учесть, что грунт в

большом массиве представляет собой однородное твердое тело, теплопередача в котором осуществляется исключительно за счет кондуктивной теплопроводности. Указанные допущения хорошо опробованы при решении различных теплофизических задач и подтверждаются данными наблюдений [92].

Система уравнений (3.1) - (3.17) описывает процессы перекачки газа при неустановившихся неизотермических режимах.

Аналитическое решение этой системы из-за ее сложности затруднено, а чтобы получить численные решения требуются достаточно сложные программы, которые дают возможность решать только узкий класс задач. Поэтому возникает потребность упростить первоначальную систему, не изменяя по существу точности решения.

3.3. Разработка модели газотранспортной системы с учетом влияния быстро меняющихся параметров в процессе транспорта газа.

Наиболее часто используют уравнения, которые описывают режим транспортирования газа по трубопроводам при условии, что течение среды осесимметрично. Тогда уравнение энергии, движения, неразрывности и теплопроводности удобно перевести в цилиндрические координаты [34]. Такой подход [30, 10, 52, 69] широко применяется в инженерных расчетах, поскольку задача теплообмена с изменяющимся по периметру тепловым потоком практически не изучена.

В работе [9] решена задача теплообмена при турбулентном течении однофазной среде в круглой трубе для случая изменяемого по контуру теплового потока. Результаты показывают заметное влияние изменения теплового потока на закономерность распределения коэффициента теплоотдачи по окружности стенки. Причем в области максимума теплового потока, который постоянен по периметру, коэффициент теплоотдачи имеет минимальное значение.

Исследования температурных полей не по всей области влияния окружающей среды, а лишь на границе газопровод—грунт, дает возможность принять упрощения по сути.

Поскольку предыдущие методики предназначены для оперативного управления газотранспортными системами, то температуру воздуха допустимо рассматривать как среднее значение за период, который нас интересует, например месяц, декаду и т.п.

При большом объеме информации о динамике климатических данных по трассе газопровода за температуру воздуха можно взять ее математическое ожидание

$$T_{\text{ос}} = \sum_{i=1}^n T_{\text{вср}i} P_i \quad (3.18)$$

где: n — число промежутков изменения температуры воздуха; $T_{\text{вср}i}$ — средняя температура воздуха за i -й промежуток времени; P_i — вероятность достижения температуры воздуха величины $T_{\text{вср}i}$.

При проведении расчета режимов газопроводов за короткий период можно использовать значения температуры воздуха по данным метеорологической службы. Выбор того или иного способа зависит от точности исходной информации.

Для данного сечения по длине трубопровода можно принять допущения, которые, как показано расчетами [44], дают возможность получить хорошие результаты при небольших отклонениях от поверхности:

- а) грунт предполагается изотропным;
- б) теплофизические свойства грунта не зависят от его температуры;
- в) фазовые переходы воды в пар в грунте не учитываются (поскольку температура газа, согласно принятым нормам, меньше 100°C);
- г) в какой-нибудь момент времени для грунта рассматривается стационарная задача.

Остальное объясняется тем, что, как показывает анализ, эксплуатация газотранспортных систем через один-полтора года с момента пуска выходит на периодический, близкий к стационарному тепловой режим [44].

Кроме того, в промежутке времени, для которого решаются задачи оперативного управления, температура окружающего грунта изменяется незначительно за счет того, что теплоинерционные свойства грунта намного больше, чем эти же свойства у металлической стенки трубопровода. Поэтому производная $\frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial \tau}$ значительно меньше по сравнению с соответствующей производной для стенки газопровода $\frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial \tau}$, (τ — время).

Таким образом, при оперативном управлении изменением температуры грунта во времени в непосредственной близости от газопровода можно пренебречь.

Для определения температуры грунта во всех сечениях по длине газопровода на расстоянии $R_{\text{гр}}$ от трубы можно использовать уравнение Лапласа, которое описывает стационарное температурное поле изотропного грунта [44]:

$$\frac{\partial^2 T_{\text{гр}}}{\partial z^2} + \frac{\partial^2 T_{\text{гр}}}{\partial y^2} = 0 \quad (3.19)$$

с граничными условиями

$$z = 0, \quad \begin{cases} 0 \leq y \leq h_0 - R_{\text{в}} \\ h_0 + R_{\text{в}} \leq y \leq \infty \end{cases} \quad \lambda_{\text{гр}} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial z} = 0; \quad (3.20)$$

$$y = 0, \quad \lambda_{\text{гр}} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial y} = \alpha_{\text{ос}} (T_{\text{гр}} - T_{\text{ос}}); \quad (3.21)$$

$$r = R_{\text{в}}, \quad \lambda_{\text{гр}} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial r} = \lambda_{\text{ст}} \frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial r}, \quad T_{\text{ст}} = T_{\text{гр}}. \quad (3.22)$$

Эту задачу можно решить при помощи приближенных аналитических методов. На основании уже полученного приближенного решения аналогичной задачи в работах [30, 44] можно записать решение задачи (1.19) в виде:

$$T_{\text{гр}} = T_{\text{ос}} + \delta c - \frac{\text{sh} \alpha}{\text{ch} \alpha - \cos \beta} + \frac{\delta c (\alpha_0 - \alpha) + (T_{\text{ст}} - T_{\text{ос}} - \delta c) (1 + \alpha B_{i2})}{1 + \alpha_0 B_{i2}} - \\ - 2 \delta c \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\exp(-n \alpha_0) (n \text{ch} n \alpha / B_{i2} + \text{sh} n \alpha)}{n \text{ch} n \alpha_0 / B_{i2} + \text{sh} n \alpha_0} \cos n \beta,$$

где

$$\delta = \frac{T_{\text{нс}} - T_{\text{ос}}}{H_0}; \quad B_{i2} = \alpha_{\text{ос}} c / \lambda_{\text{гр}},$$

а $T_{\text{ст}}$ определяется из соотношения $\lambda_{\text{гр}} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial \alpha} = \lambda_{\text{ст}} \frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial \alpha} \Big|_{\alpha=\alpha_0}$.

На расстоянии $R_{\text{гр}}$ от поверхности газопровода, при котором определяется коэффициент теплопроводности грунта $\lambda_{\text{гр}}$ температуру грунта можно определить по формуле

$$T_{\text{гр}}^R = T_{\text{ос}} + \delta c - \frac{\text{sh}\alpha_{\text{гр}}}{\text{ch}\alpha_{\text{гр}} - \cos\beta} + \frac{\delta c(\alpha_0 - \alpha_{\text{гр}}) + (T_{\text{ст}} - T_{\text{ос}} - \delta c)(1 + \alpha_{\text{гр}} B_{i2})}{1 + \alpha_0 B_{i2}} - 2\delta c \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\exp(-n\alpha_0)(n \text{ch } n\alpha_{\text{гр}}/B_{i2} + \text{sh } n\alpha_{\text{гр}})}{n \text{ch } n\alpha_0/B_{i2} + \text{sh } n\alpha_0} \cos n\beta. \quad (1.23)$$

Здесь нижний индекс ос обозначает соответствующий параметр для окружающей среды.

Отметим, что уравнение (3.23) обеспечивает наиболее точное решение при незначительном удалении от поверхности трубопровода, и с увеличением $\alpha_{\text{гр}}$ относительное отклонение уменьшится до 0,5 [34].

Кроме того, величины $\alpha_{\text{гр}}, \alpha_{\text{ос}}$, которые входят в соотношения (3.21) – (3.23) данной модели, необходимо определить на начальном этапе, поскольку состояние газотранспортной системы и окружающей среды изменяется во времени. Это дает возможность определить эквивалентные теплофизические свойства грунтов и не учитывать наличие мерзлых и талых зон, а также границ промерзания между ними.

В соотношении (3.23) температура грунта на расстоянии $\alpha_{\text{гр}}$ от поверхности трубопровода зависит от величины β , поэтому задача описания процессов перекачки газа не является осесимметричной, что значительно усложняет ее решение.

Для получения осесимметричной задачи можно использовать вариационные принципы, взяв среднее значение величины $T_{\text{гр}}^R$, т.е.:

$$T_{\text{гр}}^R = \frac{1}{\pi} \int_0^{\pi} T_{\text{гр}}^R(\beta) d\beta \quad (3.24)$$

или

$$T_{\text{гр}}^R = T_{\text{ос}} + \delta c + \frac{\delta c(\alpha_0 - \alpha_{\text{гр}}) + (T_{\text{ст}} - T_{\text{ос}} - \delta c)(1 + \alpha_{\text{гр}} B_{i2})}{1 + \alpha_0 B_{i2}},$$

где

$$\alpha_{\text{гр}} = \ln(h_0/h_{\text{в}} + R_{\text{гр}}) + \sqrt{(h_0/(R_{\text{в}} + R_{\text{гр}}))^2 - 1}.$$

Полученное соотношение (1.24) можно использовать для определения температуры грунта на расстоянии $R_{\text{гр}}$ от поверхности газопровода в начальный момент времени, причем при расчетах температура предполагается неизменной. Тогда для слоя грунта толщиной $R_{\text{гр}}$ уравнение теплопроводности в цилиндрических координатах имеет вид

$$\frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial \tau} = Q_{\text{гр}} \left(\frac{\partial^2 T_{\text{гр}}}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_{\text{гр}}}{\partial r^2} \right) \quad (3.25)$$

с граничными условиями

$$r = R_{\text{в}} + R_{\text{гр}}, \quad T_{\text{гр}} = \tilde{T}_{\text{гр}}^R; \quad (3.26)$$

$$r = R_{\text{в}}, \quad T_{\text{гр}} = T_{\text{ст}}, \quad -\lambda_{\text{гр}} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial r} = -\lambda_{\text{гр}} \frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial r}. \quad (3.27)$$

Следует обратить внимание на то, что в уравнение (1.25) входит глубина нейтрального слоя H_0 и температура грунта на этой глубине $T_{\text{н.с.}}$. Эти значения можно получить, используя данные о влиянии температуры на грунт. Для инженерных расчетов можно принимать, что глубина нейтрального слоя равняется 30 м, температура на такой глубине выбирается из геофизических данных по рассматриваемому району.

Соотношение (3.25) справедливо также для теплоизолированных газопроводов, если значение температуры внешней стенки заменить на соответствующее значение температуры изоляции.

Рассмотренный метод дает возможность свести общую задачу описания процессов перекачки газов по трубопроводу к симметричной относительно оси газопровода.

Тогда для стенки газопровода уравнение теплопроводности имеет вид

$$\frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial \tau} = \alpha_{\text{ст}} \left(\frac{\partial^2 T_{\text{ст}}}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_{\text{ст}}}{\partial r^2} \right) \quad (3.28)$$

с граничными условиями (1.27) на внешней границе и на границе стенка — перекачиваемая среда

$$r = R, \quad T_2 = T_{2\text{сс}}, \quad \lambda_{\text{гр}} \frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial r} = \lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r}. \quad (3.29)$$

Если газопровод теплоизолированный, то можно записать уравнение теплопроводности для изоляции

$$\frac{\partial T_{\text{из}}}{\partial \tau} = \alpha_{\text{из}} \left(\frac{\partial^2 T_{\text{из}}}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{\text{из}}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_{\text{из}}}{\partial r^2} \right) \quad (3.30)$$

с граничными условиями на внешней границе

$$r = R_{\text{в}}, \quad T_{\text{из}} = T_{\text{гр}}, \quad \lambda_{\text{из}} \frac{\partial T_{\text{из}}}{\partial r} = \lambda_{\text{гр}} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial r}; \quad (3.31)$$

на границе стенка — изоляция

$$r = R_{\text{ст}}, \quad T_{\text{ст}} = T_{\text{из}}, \quad \lambda_{\text{ст}} \frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial r} = \lambda_{\text{из}} \frac{\partial T_{\text{из}}}{\partial r}. \quad (3.32)$$

Следует отметить, что для уравнений (3.1) – (3.3) численное решение получить достаточно сложно. В работе [34] показано, что можно пренебречь потоком тепла от продольных перетоков и диссипацией энергии от трения с подачей тепла к перекачиваемой среде от стенок, а также величиной динамической вязкости, поскольку они не значительны. Кроме того, при невысоких скоростях течения газа работа внешних сил и кинематическая энергия потока незначительны и соизмеримы с его энтальпией [48]. Поэтому при турбулентном не стационарном осесимметричном

течении газа в трубе уравнение движения после уравнильной оценки членов можно записать [41] как

$$\frac{\partial(\rho W_x)}{\partial \tau} + W_r \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial r} + W_x \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial x} = -\frac{\partial \rho}{\partial x} + \frac{\mu_T \partial W_x}{r \partial r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\mu \frac{\partial W_x}{\partial r} \right);$$

$$\frac{\partial(\rho W_x)}{\partial \tau} + W_r \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial r} + W_x \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial x} = -\frac{\partial P}{\partial r} + \frac{1}{2} \frac{\partial(\rho W_r^2)}{\partial r};$$

Уравнение неразрывности

$$\frac{\partial \rho}{\partial \tau} + \frac{1}{\rho} (\rho W_r) + \frac{\partial(\rho W_r)}{\partial r} + \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial x} = 0; \quad (3.33)$$

и уравнение энергии

$$\frac{\partial(\rho_i)}{\partial \tau} = -\operatorname{div} \left[(\lambda + \lambda_T) \operatorname{grad} \vec{T} \right] + \frac{dP}{d\tau}, \quad (3.34)$$

где

μ_T — коэффициент турбулентной вязкости; W_r — турбулентные пульсации радиальной скорости; λ_T — коэффициент турбулентной теплопроводности.

Переменные μ_T , λ_T , W_r не являются физическими константами и определяются структурой течения, поэтому для замыкания системы уравнений, которые описывают течение газа по трубопроводу, необходимо ввести новые соотношения. Для стационарных течений эта проблема решается в ряде случаев при помощи полуэмпирических теорий турбулентности или известного из экспериментов распределения турбулентных параметров для простых типов течений. При этом для стабилизированных течений с развитой турбулентностью, когда молекулярная вязкость настолько мало соизмерима с турбулентной, что можно ею пренебречь, чаще применяют полуэмпирическую теорию переноса импульсов. Теория Прандтля базируется на допущении, что при турбулентном движении объемы жидкости, перемещаясь в поперечном направлении на расстоянии l , сохраняют свою скорость в направлении основного движения. В частности, для расчета величины касательного напряжения τ_T Прандтль вывел зависимость

$$\tau_T = \rho \left(l \frac{dW_x}{dr} \right),$$

где dW_x — осредненная продольная скорость.

Величина l характеризует течение в точке, которая рассматривается, и вычисляется на основании гипотезы

$$l = \kappa r,$$

где κ — постоянная, которая определяется из эксперимента.

Использование этой теории для количественных расчетов требует включение экспериментальных данных. Вследствие того, что действительное поведение турбулентного течения значительно отличается от моделей течения, которые получены на основе полуэмпирической теории Прандтля, результаты расчетов часто не согласуются с экспериментальными соотношениями [41]. Для турбулентных

нестационарных течений недостаточно удалось получить строгую, с точки зрения теоретической физики, замкнутую систему уравнений даже при использовании полуэмпирических теорий.

Теоретический анализ нестационарных турбулентных течений усложняется главным образом отсутствием данных о характере изменения параметров турбулентности в нестационарных условиях, поэтому большинство работ посвящено изучению турбулентной структуры нестационарных потоков и построению гипотез, которые дают возможность замкнуть исходную систему уравнений.

В полуэмпирических теориях используют некоторые дополнительные связи между характеристиками турбулентной структуры, найденные чисто исследовательским путем или взятые в форме допущений к принятой модели течения. Например, согласно полуэмпирической теории, предложенной А.П. Колмогоровым и Л. Прандтлем и развитой А.С. Мониным [53], Г.С. Глушко [11], к уравнениям Рейнольдса и неразрывности дополняется уравнениями для масштабов и баланса кинематической энергии турбулентности E_T . Общий вид системы уравнений, соотношения для аппроксимаций отдельных членов даются в работе [41]. Полученное численное решение этой задачи качественно согласуется с экспериментальными данными [51]. В [106] при анализе различных теорий турбулентности и результатов расчета, делается вывод, что существует разбежка и противоречивость данных, и их интерпретации. Важнейшие понятия турбулентности определяются различными исследователями по-разному.

Развитие полуэмпирических теорий турбулентности для случая нестационарных течений является первоочередной проблемой, поскольку применение полуэмпирических теорий Прандтля или Кармана возможно только при квазистационарном методе расчета, когда в каждый момент времени реальные характеристики потока в канале заменяются стационарными. Одновременно проведенные исследования достаточно убедительно показывают неправомочность квазистационарного метода расчета гидравлических потерь в общем случае.

Наиболее серьезный недочет указанных теорий в допущении о постоянстве физических свойств среды и ее несжимаемости, иногда допускается однозначность плотности от давления. Такие ограничения характерны для газа, который перекачивается по трубопроводу, поскольку свойства газа большей частью зависят от температуры и давления [93], а условие сжатия вызывает значительные трудности при определении толщины пограничного слоя. Кроме того, для нестационарных процессов транспортирования газа возникает проблема допустимости осреднения турбулентных течений [41]. Поэтому для расчетов, связанных с транспортированием газа по магистральным газопроводам, наибольшее значение имеют уравнения, в которых пренебрегают переменными, которые определяются структурой течения. При этом турбулентность удастся учесть на этапе установления идентичности моделей на основе диспетчерских данных.

С учетом незначительного изменения давления по сечению трубопровода $\left(\frac{\partial P}{\partial r} \approx 0\right)$ в уравнение движения можно внести коэффициент гидравлического

сопротивления ξ и рассматривать это уравнение и уравнение неразрывности в одномерной постановке [92].

Все гидравлические особенности реальных течений газа в трубопроводе выражаются коэффициентом ξ . С учетом количественных оценок, которые входят в уравнение, систему (1.33) можно представить в виде

$$\begin{aligned} \frac{\partial M}{\partial \tau} &= -W \frac{dM}{dx} - F \frac{dP}{dx} - W \xi \frac{M}{2D} - \rho g E \frac{dz}{dx}, \\ \frac{\partial \rho}{\partial \tau} &= -\frac{1}{E} \frac{\partial M}{\partial x}, \end{aligned} \quad (3.34)$$

где $M = \rho W F$;

$$\begin{aligned} -\rho \frac{\partial W_x}{\partial x} \left(C_p T_2 + \rho T_2 \frac{\partial C_p}{\partial \rho} \right) + \left(T_2 \rho \frac{\partial C_p}{\partial T_2} + \rho C_p \right) \left(\rho \frac{\partial T_2}{\partial \tau} + W_x \frac{\partial T_2}{\partial x} \right) = \\ = \lambda \left(\frac{\partial^2 T_2}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} \right) + \frac{\partial \lambda}{\partial T_2} \left[\left(\frac{\partial T_2}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial T_2}{\partial r} \right)^2 \right] + \frac{\partial \lambda}{P} \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \cdot \frac{\partial P}{\partial x}. \end{aligned} \quad (3.35)$$

При решении задачи тепломассообмена уравнения (3.25)-(3.33) рассматривают совместно.

Иногда при небольших изменениях температуры и, как следствие, незначительных колебаниях величин $\frac{\partial \lambda}{\partial T_2}$, $\frac{\partial C_p}{\partial T_2}$ некоторыми членами уравнения энергии можно пренебречь:

$$\frac{\partial T_2}{\partial \tau} = \alpha \left(\frac{\partial^2 T_2}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} \right) - W_x \frac{\partial T_2}{\partial x} \quad (3.36)$$

Решение такой задачи дает хорошие результаты, однако при численном расчете затрачивается до 4-4,5 часов [25], что усложняет использование данной постановки при оперативном управлении. Это существенный недостаток, поэтому допустимо на основе периодического проведения расчетов по (1.36) использовать более простые уравнения, которые при высокой скорости вычислений дают возможность получить достаточно точные результаты.

3.4. Разработка критериев оптимальной работы участка магистральных газопроводов между двумя компрессорными станциями.

В инженерной практике чаще применяют одномерное описание процессов перекачки газов по трубопроводам. При этом сечение в канале рассматривается с постоянными по сечению трубы скоростью, температурой, давлением и плотностью газа. Изменение этих параметров может происходить только в одном направлении — вдоль оси трубопровода. Обычно принимают среднемассовую скорость, а температуру определяют как среднекалориметрическую в данном сечении [56].

$$T = \frac{\int_F T_2 W_x C_p dF}{\int_F W_x C_p \rho dF}.$$

Для вычисления плотности теплового потока используют выражение

$$q_{ст} = \alpha_1 (T_{ст} - T),$$

здесь α_1 — коэффициент теплоотдачи.

Однако в ряде работ, например [45, 49], оспаривается использование одномерного описания и, в частности, использование понятия коэффициента теплоотдачи, когда температурное граничное условие заранее неизвестно или даже когда оно известно, но $T_{ст}(x) \neq \text{const}$.

Одномерное описание сопряженных задач является менее строгим в сравнении с трех- или двумерным. Сопряженные задачи трудно поддаются решению [48] и для экспериментального исследования малоперспективны при моделировании вследствие необходимости обеспечивать подобность значительного количества критериев [41].

Поэтому широкое применение одномерных уравнений, понятия α_1 и граничных условий третьего рода дало возможность [2, 41, 56, 82] прийти к выводу о допустимости осуществления на практике такого описания перекачки среды по трубопроводу (тем более для турбулентного течения).

Также, значительные математические упрощения задачи при одномерном описании достигаются вследствие введения коэффициентов теплоотдачи α_1 и гидравлического трения ξ . Коэффициент α_1 учитывает то, как реальные процессы, которые происходят в трехмерном течении, определяют теплообмен со стенкой в одномерном описании этих процессов. Используя коэффициент теплоотдачи, уравнение энергии можно переписать:

$$\begin{aligned} & -\rho \frac{\partial W}{\partial x} \left(C_p T + \rho T \frac{\partial C_p}{\partial \rho} \right) + \left(T \rho \frac{\partial C_p}{\partial T} + \rho C_p \right) \left(\frac{\partial T}{\partial \tau} + \frac{\partial T}{\partial x} \right) = \\ & = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial \lambda}{\partial T} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \lambda}{\partial P} \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{U \alpha_1}{F} (T_{ст} - T). \end{aligned} \quad (3.37)$$

Коэффициенты гидравлического трения и теплоотдачи, которые входят в систему уравнений, невозможно определить в рамках одной модели. Их можно вычислить экспериментально или при решении двумерной, а в общем случае

трехмерной задачи. При этом коэффициент α_1 можно найти, если к системе уравнений (1.34), (1.37) добавить двумерное уравнение энергии из системы (1.35), которое описывает осесимметричное течение газа по трубопроводу. Полученная система дает возможность найти значение коэффициента нестационарной теплоотдачи в каждом сечении и для любого момента времени. Следует отметить, что при одномерном описании течения газа по трубопроводу граничное условие (1.29) заменяется условием третьего рода

$$r = R, \lambda_{\text{ст}} \frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial r} = \alpha_1 (T_{\text{ст}} - T). \quad (3.38)$$

Недочетом этой задачи является то, что она требует решения двумерных уравнений теплопроводности для стенки трубопровода и окружающего грунта. Этот недочет можно устранить, если ввести величину передачи тепла от трубы в окружающую среду:

$$\alpha_2 = \frac{\lambda_{\text{гр}} B_{i2}}{(1 + \alpha_0 B_{i2}) R_{\text{ст}}}.$$

Тогда уравнение теплопроводности для стенки трубопровода можно рассматривать в одномерном описании

$$\frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial \tau} = \alpha_{\text{ст}} \frac{\partial^2 T_{\text{ст}}}{\partial x^2} + \frac{2\pi R_{\text{ст}} \alpha_2}{C_{\text{ст}} \rho_{\text{ст}} F_{\text{ст}}} (T_{\text{ос}} - T_{\text{ст}}) + \frac{2\pi R \alpha_1}{C_{\text{ст}} \rho_{\text{ст}} F_{\text{ст}}} (T - T_{\text{ст}}), \quad (3.39)$$

которое вместе с системой уравнений (3.34), (3.37) характеризует нестационарное течение газа.

Кроме того, для замыкания систем (3.25) – (3.34), (3.37) – (3.39) необходимо добавить уравнения состояния реального газа $f(p, \rho, T)$, а также граничные при $x = 0, x = l, r = 0$ и начальные условия при $\tau = 0$.

Для описания функционирования сложной газотранспортной системы предполагается использование агрегативного подхода к теории сложных систем [6]. Поэтому для каждого элемента сети граничные условия при $x = 0$ и $x = l$ следует задавать в виде уравнений давления и температуры газа:

$$T = \Phi_1[\tau, 0], \quad P = \Phi_2[\tau, 0],$$

где нижние индексы указывают номер элемента сети.

Для начального и конечного элементов в сети граничные условия соответственно при $x = 0, x = l$ должны задаваться в виде:

при $x = 0$

$$T = \Phi_1[\tau, 0], \quad P = \Phi_2[\tau, 0],$$

при $x = l$

$$M = \Phi_3[\tau, L].$$

Функции $\Phi_i, i = 1 \div 3$ определяются с помощью методов прогнозирования состояний внешней среды на основе экспериментальных данных [21].

Для расчета неустановившегося неизотермического режима транспортирования газа по трубопроводным системам необходимо сначала определить начальные распределения температур, давления, плотности и массового расхода, в связи с чем

необходимо решить соответствующую стационарную задачу на основе среднеинтегральных значений указанных величин. Стационарный процесс перекачивания газа по трубопроводу описывается системой дифференциальных уравнений, соответственно, движения, неразрывности и энергии:

$$F \frac{\partial P}{\partial x} + W \xi \frac{M}{2D} + \rho g F \frac{dz}{dx} = 0;$$

$$M = \text{const}; \quad (3.40)$$

$$W \frac{\partial T}{\partial x} \left(T \rho \frac{\partial C_p}{\partial T} + \rho C_p \right) = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial \lambda}{\partial T} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \lambda}{\partial P} \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{U \alpha_1}{F} (T_{\text{ст}} - T) + \rho g W \frac{dz}{dx}.$$

Кроме того, для стенки трубопровода и грунта двумерное уравнение теплопроводности имеет вид

$$\frac{\partial^2 T_{\text{ст}}}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_{\text{ст}}}{\partial r^2} = 0; \quad (3.41)$$

$$\frac{\partial^2 T_{\text{гр}}}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_{\text{гр}}}{\partial r^2} = 0. \quad (3.42)$$

Система (3.40) – (3.41) дополняется такими граничными условиями:

- на границе $x=0$ (в начале трубопровода) задаются среднеинтегральные значения температуры и давления, по которым находятся из уравнения состояния значение плотности газа;

- на границе $x=l$ (в конце трубопровода) задается среднеинтегральное значение массового расхода;

- на границе стенка — газ ($r=R$), стенка — грунт ($R_{\text{в}}=r$) задаются также граничные условия, как и для нестационарного случая, соответственно (3.38), (1.27);

- на границе $r=R_{\text{в}}+R_{\text{гр}}$ задается граничное условие (3.12), причем для стационарного случая значение $T_{\text{гр}}^R$ выражается через неизвестную температуру стенки на границе стенка – грунт по формуле (3.24).

Решение системы дифференциальных уравнений (3.40) – (3.41) вместе с граничными условиями дает начальные распределения температур, плотности, давления и массового расхода газа во всей области решения задачи.

Стационарный аналог одномерного уравнения теплопроводности для стенки трубопровода имеет вид

$$\alpha_{\text{ст}} \frac{\partial^2 T_{\text{ст}}}{\partial x^2} + \frac{2\pi R_{\text{ст}} \alpha_2}{C_{\text{ст}} \rho_{\text{ст}} F_{\text{ст}}} (T_{\text{ос}} - T_{\text{ст}}) + \frac{2\pi R \alpha_1}{C_{\text{ст}} \rho_{\text{ст}} F_{\text{ст}}} (T - T_{\text{ст}}) = 0. \quad (3.43)$$

Для процессов перекачки газа, которые близки к стационарным, иногда можно пренебречь передачей тепла по длине стенки трубопровода.

В этом случае вводится понятие коэффициента теплопередачи от газа в окружающую среду. Тогда уравнение энергии для перекачиваемого газа приобретает вид:

$$\begin{aligned}
& -\rho \frac{\partial W}{\partial x} \left(C_p T + \rho T \frac{\partial C_p}{\partial \rho} \right) + \left(T \rho \frac{\partial C_p}{\partial T} + \rho C_p \right) W \frac{\partial T}{\partial x} = \\
& = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial \lambda}{\partial T} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \lambda}{\partial P} \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{U \alpha_1}{F} (T_{\text{ст}} - T) \cdot \rho g W \frac{dz}{dx}
\end{aligned} \tag{3.44}$$

Сложность такого подхода лежит в достоверности определения коэффициента теплопередачи. Наиболее полный метод расчета коэффициента теплопередачи дается в работе [3], где определяется величина, обращенная к полному коэффициенту теплопередачи, что характеризует термическое сопротивление теплоперехода от среды в атмосферу:

$$R_{\Sigma} = \frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^N \frac{R_0}{\lambda_i} \ln \frac{R_i}{R_{i-1}} + \frac{R_0 (1 + \alpha_0 B_{i2})}{\lambda_{\text{гр}} B_{i2}} \tag{3.45}$$

где R_i — величина радиуса i -го цилиндрического слоя; λ_i — коэффициент теплопроводности i -го слоя.

Первое слагаемое в (3.45) соответствует термическому сопротивлению теплоотдачи на внутренней поверхности трубопровода, второе — термическому сопротивлению N цилиндрических слоев, а последнее представляет собой термическое сопротивление полубесконечного массива грунта и теплоотдачи на границе грунта и атмосферы. Термическое сопротивление снегового покрова приблизительно учитывается при помощи поправки Гребера. Для чего вместо геометрической глубины используется фиктивная глубина заложения:

$$h_{0\text{ф}} = h_0 + \frac{\lambda_{\text{гр}}}{\lambda_{\text{сн}}} \delta_{\text{сн}},$$

где $\lambda_{\text{сн}}$ — коэффициент теплопроводности снега; $\delta_{\text{сн}}$ — толщина снегового покрова.

В соотношении (3.45) коэффициенты теплопроводности достаточно сложно поддаются экспериментальному определению, поэтому при решении практических задач используется понятие эквивалентности теплопроводности. При этом грунты рассматриваются как квазиоднородное вещество и поэтому применяют уравнение теплопроводности.

Значение коэффициента теплопроводности в этом случае определяется на основе решения обратной задачи.

Отметим, что для того, чтобы замкнуть систему (3.34), необходимо определить выражения для расчета проекции скорости W_x .

Как показывают эксперименты, распределение скоростей W_x по радиусу газопровода при турбулентном течении газа достаточно хорошо описывается степенной зависимостью [34]

$$\frac{W_x}{W_0} = \left(\frac{R-r}{r} \right)^{\frac{1}{n}} \tag{3.46}$$

где R — радиус трубопровода; W_0 — скорость в центре потока при $r = 0$.

Показатель степени n зависит от числа Рейнольдса, причем во время его увеличения значение n также увеличивается.

При степенном распределении скоростей (1.46) соотношение, которое связывает среднемассовую скорость и скорость в центре потока, имеет вид:

$$\frac{W}{W_0} = 2 \int_0^1 \frac{W}{W_0} r dr = \frac{2n^2}{(n+1) \cdot (2n+1)}. \quad (3.47)$$

Для магистральных газопроводов, когда $Re \geq 10^7$, значение $\frac{W}{W_0}$ может равняться 0.9 [34]. В этом случае, учитывая соотношение, что связывает массовый расход, плотность газа, среднемассовую скорость и площадь поперечного сечения газопровода можно записать общее выражение для расчета проекции скорости на ось Ox :

$$W_x(r) = \frac{M}{0.9 \cdot \rho F} \left(\frac{R-r}{R} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (3.48)$$

где $n = 15$.

Значение производных $\frac{\partial P}{\partial x}$, $\frac{\partial W}{\partial x}$, $\frac{\partial W_x}{\partial x}$ которые входят в уравнение, которое описывает течение газа по трубопроводам, можно выразить через переменные T и ρ :

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial P}{\partial x} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial x} + \frac{\partial P}{\partial T} \cdot \frac{\partial T}{\partial x}; \quad (3.49)$$

$$\frac{\partial W}{\partial x} = \frac{1}{F \rho^2} \left(\frac{\partial M}{\partial x} \rho - \frac{\partial P}{\partial x} M \right); \quad (3.50)$$

$$\frac{\partial W_x}{\partial x} = \frac{1}{0.9} \left(\frac{R-r}{R} \right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{\partial W}{\partial x}. \quad (3.51)$$

Также, из анализа уравнений неустановившихся неизотермических режимов транспортирования газа вытекает, что, несмотря на определенные достижения, и далее необходимо проводить исследования этих вопросов. К наиболее важной теоретической задаче относится создание полуэмпирических теорий турбулентности на случай нестационарного течения сжатой среды. В то же время для инженерных задач оперативного управления наиболее предпочтительно одномерное описание. Для его реализации разработаны алгоритмы:

- определение параметров газопровода по диспетчерским данным;
- построение зависимости свойств газа от давления, температуры и массового расхода;
- определение нестационарного коэффициента теплоотдачи от газа к стенке магистрального газопровода на основе совместного решения двумерного и одномерного уравнений энергии;
- расчет сложных газотранспортных систем со сменной структурой;
- проверка адекватности моделей газотранспортной сети.

3.5. Разработка численной модели магистрального транспорта газа по критерию минимума энергозатрат на примере системы магистральных газопроводов Беларуси.

В инженерной практике чаще применяют одномерное описание процессов перекачки газов по трубопроводам. При этом сечение в канале рассматривается с постоянными по сечению трубы скоростью, температурой, давлением и плотностью газа. Изменение этих параметров может происходить только в одном направлении — вдоль оси трубопровода. Обычно принимают среднемассовую скорость, а температуру определяют как среднекалориметрическую в данном сечении [56].

$$T = \frac{\int T_2 W_x C_p dF}{\int W_x C_p \rho dF}. \quad (3.52)$$

Для вычисления плотности теплового потока используют выражение

$$q_{ст} = \alpha_1 (T_{ст} - T),$$

здесь α_1 — коэффициент теплоотдачи.

Однако в ряде работ, например [45, 49], оспаривается использование одномерного описания и, в частности, использование понятия коэффициента теплоотдачи, когда температурное граничное условие заранее неизвестно или даже когда оно известно, но $T_{ст}(x) \neq \text{const}$.

Одномерное описание сопряженных задач является менее строгим в сравнении с трех- или двумерным. Сопряженные задачи трудно поддаются решению [48] и для экспериментального исследования малоперспективны при моделировании вследствие необходимости обеспечивать подобность значительного количества критериев [41].

Поэтому широкое применение одномерных уравнений, понятия α_1 и граничных условий третьего рода дало возможность прийти к выводу о допустимости осуществления на практике такого описания перекачки среды по трубопроводу (тем более для турбулентного течения).

Также, значительные математические упрощения задачи при одномерном описании достигаются вследствие введения коэффициентов теплоотдачи α_1 и гидравлического трения ξ . Коэффициент α_1 учитывает то, как реальные процессы, которые происходят в трехмерном течении, определяют теплообмен со стенкой в одномерном описании этих процессов. Используя коэффициент теплоотдачи, уравнение энергии можно переписать:

$$\begin{aligned} & -\rho \frac{\partial W}{\partial x} \left(C_p T + \rho T \frac{\partial C_p}{\partial \rho} \right) + \left(T \rho \frac{\partial C_p}{\partial T} + \rho C_p \right) \left(\frac{\partial T}{\partial \tau} + \frac{\partial T}{\partial x} \right) = \\ & = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial \lambda}{\partial T} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \lambda}{P} \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{U \alpha_1}{F} (T_{ст} - T). \end{aligned} \quad (3.53)$$

Коэффициенты гидравлического трения и теплоотдачи, которые входят в систему уравнений, невозможно определить в рамках одной модели. Их можно вычислить экспериментально или при решении двумерной, а в общем случае трехмерной задачи. При этом коэффициент α_1 можно найти, если к системе уравнений (2.18), (3.1) добавить двумерное уравнение энергии из системы (2.19), которое описывает осесимметричное течение газа по трубопроводу. Полученная система дает возможность найти значение коэффициента нестационарной теплоотдачи в каждом сечении и для любого момента времени. Следует отметить, что при одномерном описании течения газа по трубопроводу граничное условие (3.12) заменяется условием третьего рода

$$r = R, \quad \lambda_{\text{ст}} \frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial r} = \alpha_1 (T_{\text{ст}} - T). \quad (3.54)$$

Недочетом этой задачи является то, что она требует решения двумерных уравнений теплопроводности для стенки трубопровода и окружающего грунта. Этот недочет можно устранить, если ввести величину передачи тепла от трубы в окружающую среду [2]:

$$\alpha_2 = \frac{\lambda_{\text{гр}} Bi_2}{(1 + \alpha_0 Bi_2) R_{\text{ст}}}.$$

Тогда уравнение теплопроводности для стенки трубопровода можно рассматривать в одномерном описании

$$\frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial \tau} = \alpha_{\text{ст}} \frac{\partial^2 T_{\text{ст}}}{\partial x^2} + \frac{2\pi R_{\text{ст}} \alpha_2}{C_{\text{ст}} \rho_{\text{ст}} F_{\text{ст}}} (T_{\text{ос}} - T_{\text{ст}}) + \frac{2\pi R \alpha_1}{C_{\text{ст}} \rho_{\text{ст}} F_{\text{ст}}} (T - T_{\text{ст}}), \quad (3.55)$$

которое вместе с системой уравнений (3.18), (3.1) характеризует нестационарное течение газа.

Кроме того, для замыкания систем (3.8) – (3.17), (3.1) – (3.3) необходимо добавить уравнения состояния реального газа $f(p, \rho, T)$, а также граничные при $x = 0, x = l, r = 0$ и начальные условия при $\tau = 0$.

Для описания функционирования сложной газотранспортной системы предполагается использование агрегативного подхода к теории сложных систем [29]. Поэтому для каждого элемента сети граничные условия при $x = 0$ и $x = l$ следует задавать в виде уравнений давления и температуры газа:

$$T = \Phi_1[\tau, 0], \quad P = \Phi_2[\tau, 0],$$

где нижние индексы указывают номер элемента сети.

Для начального и конечного элементов в сети граничные условия соответственно при $x = 0, x = l$ должны задаваться в виде:

при $x = 0$

$$T = \Phi_1[\tau, 0], \quad P = \Phi_2[\tau, 0],$$

при $x = l$

$$M = \Phi_3[\tau, L].$$

Функции $\Phi_i, i=1 \div 3$ определяются с помощью методов прогнозирования состояний внешней среды на основе экспериментальных данных [21].

Для расчета неустановившегося неизотермического режима транспортирования газа по трубопроводным системам необходимо сначала определить начальные распределения температур, давления, плотности и массового расхода, в связи с чем необходимо решить соответствующую стационарную задачу на основе среднеинтегральных значений указанных величин. Стационарный процесс перекачивания газа по трубопроводу описывается системой дифференциальных уравнений, соответственно, движения, неразрывности и энергии:

$$F \frac{\partial P}{\partial x} + W \xi \frac{M}{2D} + \rho g F \frac{dz}{dx} = 0;$$

$$M = \text{const}; \quad (3.56)$$

$$W \frac{\partial T}{\partial x} \left(T \rho \frac{\partial C_p}{\partial T} + \rho C_p \right) = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial \lambda}{\partial T} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \lambda}{\partial P} \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{U \alpha_1}{F} (T_{\text{ст}} - T) + \rho g W \frac{dz}{dx}.$$

Кроме того, для стенки трубопровода и грунта двумерное уравнение теплопроводности имеет вид

$$\frac{\partial^2 T_{\text{ст}}}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_{\text{ст}}}{\partial r^2} = 0; \quad (3.57)$$

$$\frac{\partial^2 T_{\text{гр}}}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_{\text{гр}}}{\partial r^2} = 0. \quad (3.58)$$

Система (3.4) – (3.6) дополняется такими граничными условиями:

- на границе $x=0$ (в начале трубопровода) задаются среднеинтегральные значения температуры и давления, по которым находятся из уравнения состояния значение плотности газа;

- на границе $x=l$ (в конце трубопровода) задается среднеинтегральное значение массового расхода;

- на границе стенка — газ ($r=R$), стенка — грунт ($R_{\text{в}}=r$) задаются также граничные условия, как и для нестационарного случая, соответственно (3.2), (2.10);

- на границе $r=R_{\text{в}}+R_{\text{гр}}$ задается граничное условие,

$$T_{\text{из}} = T_{\text{гр}}; \quad -\lambda_{\text{из}} \left(\frac{\partial T_{\text{из}}}{\partial n} \right)_{\text{из}} = -\lambda_{\text{гр}} \left(\frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial n} \right)_{\text{ст}}; \quad (3.59)$$

причем для стационарного случая значение $T_{\text{гр}}^R$ выражается через неизвестную температуру стенки на границе стенка – грунт по формуле (3.7).

Решение системы дифференциальных уравнений (3.4) – (3.5) вместе с граничными условиями дает начальные распределения температур, плотности, давления и массового расхода газа во всей области решения задачи.

Стационарный аналог одномерного уравнения теплопроводности для стенки трубопровода имеет вид

$$\alpha_{\text{ст}} \frac{\partial^2 T_{\text{ст}}}{\partial x^2} + \frac{2\pi R_{\text{ст}} \alpha_2}{C_{\text{ст}} \rho_{\text{ст}} F_{\text{ст}}} (T_{\text{ос}} - T_{\text{ст}}) + \frac{2\pi R \alpha_1}{C_{\text{ст}} \rho_{\text{ст}} F_{\text{ст}}} (T - T_{\text{ст}}) = 0. \quad (3.60)$$

Для процессов перекачки газа, которые близки к стационарным, иногда можно пренебречь передачей тепла по длине стенки трубопровода.

В этом случае вводится понятие коэффициента теплопередачи от газа в окружающую среду. Тогда уравнение энергии для перекачиваемого газа приобретает вид

$$\begin{aligned} -\rho \frac{\partial W}{\partial x} \left(C_p T + \rho T \frac{\partial C_p}{\partial \rho} \right) + \left(T \rho \frac{\partial C_p}{\partial T} + \rho C_p \right) W \frac{\partial T}{\partial x} = \\ = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial \lambda}{\partial T} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \lambda}{\partial P} \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{U \alpha_1}{F} (T_{\text{ст}} - T) \cdot \rho g W \frac{dz}{dx} \end{aligned} \quad (3.61)$$

Сложность такого подхода лежит в достоверности определения коэффициента теплопередачи. Наиболее полный метод расчета коэффициента теплопередачи дается в работе [2], где определяется величина, обращенная к полному коэффициенту теплопередачи, что характеризует термическое сопротивление теплоперехода от среды в атмосферу:

$$R_{\Sigma} = \frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^N \frac{R_0}{\lambda_i} \ln \frac{R_i}{R_{i-1}} + \frac{R_0 (1 + \alpha_0 Bi_2)}{\lambda_{\text{гр}} Bi_2} \quad (3.62)$$

где R_i — величина радиуса i -го цилиндрического слоя; λ_i — коэффициент теплопроводности i -го слоя.

Первое слагаемое в (3.62) соответствует термическому сопротивлению теплоотдачи на внутренней поверхности трубопровода, второе — термическому сопротивлению N цилиндрических слоев, а последнее представляет собой термическое сопротивление полубесконечного массива грунта и теплоотдачи на границе грунта и атмосферы. Термическое сопротивление снегового покрова приблизительно учитывается при помощи поправки Гребера. Для чего вместо геометрической глубины используется фиктивная глубина заложения:

$$h_{0\text{ф}} = h_0 + \frac{\lambda_{\text{гр}}}{\lambda_{\text{сн}}} \delta_{\text{сн}},$$

где $\lambda_{\text{сн}}$ — коэффициент теплопроводности снега; $\delta_{\text{сн}}$ — толщина снегового покрова.

В соотношении (3.10) коэффициенты теплопроводности достаточно сложно поддаются экспериментальному определению, поэтому при решении практических задач используется понятие эквивалентности теплопроводности. При этом грунты рассматриваются как квазиоднородное вещество и поэтому применяют уравнение теплопроводности.

Значение коэффициента теплопроводности в этом случае определяется на основе решения обратной задачи.

Отметим, что для того, чтобы замкнуть систему (2.18), необходимо определить выражения для расчета проекции скорости W_x .

Экспериментально установлено, что распределение скоростей W_x по радиусу газопровода при турбулентном течении газа достаточно хорошо описывается степенной зависимостью [34]

$$\frac{W_x}{W_0} = \left(\frac{R-r}{r} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (3.63)$$

где R — радиус трубопровода; W_0 — скорость в центре потока при $r = 0$.

Показатель степени n зависит от числа Рейнольдса, причем во время его увеличения значение n также увеличивается.

При степенном распределении скоростей (3.11) соотношение, которое связывает среднемассовую скорость и скорость в центре потока, имеет вид:

$$\frac{W}{W_0} = 2 \int_0^1 \frac{W}{W_0} r dr = \frac{2n^2}{(n+1) \cdot (2n+1)}. \quad (3.64)$$

Для магистральных газопроводов, когда $Re \geq 10^7$, значение $\frac{W}{W_0}$ может равняться 0.9 [14]. В этом случае, учитывая соотношение, что связывает массовый расход, плотность газа, среднемассовую скорость и площадь поперечного сечения газопровода можно записать общее выражение для расчета проекции скорости на ось Ox :

$$W_x(r) = \frac{M}{0.9 \cdot \rho F} \left(\frac{R-r}{R} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (3.65)$$

где $n = 15$.

Значение производных $\frac{\partial P}{\partial x}$, $\frac{\partial W}{\partial x}$, $\frac{\partial W_x}{\partial x}$ которые входят в уравнение, которое описывает течение газа по трубопроводам, можно выразить через переменные T и ρ :

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial P}{\partial x} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial x} + \frac{\partial P}{\partial T} \cdot \frac{\partial T}{\partial x}; \quad (3.66)$$

$$\frac{\partial W}{\partial x} = \frac{1}{F \rho^2} \left(\frac{\partial M}{\partial x} \rho - \frac{\partial P}{\partial x} M \right); \quad (3.67)$$

$$\frac{\partial W_x}{\partial x} = \frac{1}{0.9} \left(\frac{R-r}{R} \right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{\partial W}{\partial x}. \quad (3.68)$$

Также, из анализа уравнений неустановившихся неизотермических режимов транспортирования газа вытекает, что, несмотря на определенные достижения, и далее необходимо проводить исследования этих вопросов. К наиболее важной теоретической задаче относится создание полуэмпирических теорий турбулентности на случай нестационарного течения сжатой среды. В то же время для инженерных задач оперативного управления наиболее предпочтительно одномерное описание. Для его реализации разработаны алгоритмы:

- определение параметров газопровода по диспетчерским данным;
- построение зависимости свойств газа от давления, температуры и массового расхода;

- определение нестационарного коэффициента теплоотдачи от газа к стенке магистрального газопровода на основе совместного решения двумерного и одномерного уравнений энергии;
- расчет сложных газотранспортных систем со сменной структурой;
- проверка адекватности моделей газотранспортной сети.

Глава 4. Обеспечение устойчивости объектов магистрального трубопроводного транспорта за счёт повышения уровня промышленной безопасности путём совершенствования технического регулирования.

4.1. Анализ нормативных требований к размещению объектов хранения и распределения нефти и нефтепродуктов в черте города.

Развитие автомобильного парка страны требует развития инфраструктуры, в частности – строительства новых автозаправочных станций (АЗС). Обеспечение автомобильным топливом потребителей в настоящее время осуществляется через 862 АЗС, расположенных во всех областях Республики Беларусь: в Минске – 118 АЗС; в Брестской области – 143 АЗС; в Витебской области – 117 АЗС; в Гомельской области – 100 АЗС; в Гродненской области – 136 АЗС; в Минской области – 149 АЗС; в Могилёвской области – 99 АЗС. В борьбе за потребителя, АЗС стараются располагать возле перекрестков, оживленных дорог и, иногда, вблизи жилых районов в городской черте.

АЗС представляет собой комплекс зданий, сооружений и оборудования, ограниченный участком площадки и предназначенный для заправки транспортных средств (кроме гусеничного транспорта) моторным топливом.

Всё многообразие находящихся в эксплуатации автозаправочных станций по конструктивному исполнению можно условно разделить на три группы: стационарные (традиционные), контейнерные и передвижные. Стационарные АЗС представляют собой капитальные сооружения, включающие здания, топливозаправочные колонки, резервуары, технологические трубопроводы, очистные сооружения и различные системы обеспечения технологического процесса. Передвижная АЗС является мобильной технологической системой, установленной на автомобильном шасси, прицепе или полуприцепе, изготовленной как единое заводское изделие. Контейнерные АЗС используются в качестве топливораздаточного пункта на предприятии, а так же при ведении строительства как временный пункт хранения топлива и диспетчерский пункт. Наиболее распространённой является стационарная АЗС, поэтому такой тип АЗС был выбран для дальнейшего анализа опасностей.

Автомобильные заправочные станции являются объектами повышенной пожаровзрывоопасности, что обусловлено значительным объемом хранящегося жидкого моторного топлива, наличием оборудования, работающего как при атмосферном, так и при повышенном давлении, особенностями проведения технологических операций, связанных с приемом, хранением и выдачей ЖМТ, возможностью расположения АЗС в черте плотной застройки населенного пункта, а также возможностью проявления субъективных факторов, вызванных неадекватным поведением водителей автотранспортных средств или других лиц.

Наличие предприятий сервисного обслуживания на территории АЗС приводит к увеличению количества людей и времени их нахождения на этой территории. При этом большая часть людей, находящихся на такой АЗС, не является персоналом станции, имеющим допуск на пожароопасный объект и обладающим подготовкой для выполнения правильных действий при нормальном ведении технологического процесса

и при возникновении аварийных ситуаций. Существует также вероятность воздействия опасных факторов на здания и сооружения АЗС при возникновении аварий, пожаров, взрывов на примыкающих к станции объектах.

Как и на любом другом техническом объекте, на АЗС могут возникнуть неисправности ввиду износа оборудования, которые могут быть устранены в период реконструкции или технического перевооружения АЗС. Однако, также в процессе эксплуатации возможно возникновение неисправностей, приводящих к аварийным ситуациям, что создает угрозу жизни людей или нанесение материального ущерба сторонним объектам. В то же время, есть ряд особенностей, закладываемых ещё на этапе проектирования (например, несоблюдение внутриобъектных и внешних противопожарных разрывов), которые требуют больших затрат на их исправление, если объект является уже построенным и введенным в эксплуатацию.

Нахождение потенциально опасного объекта, каким является любая АЗС, в черте плотной городской застройки создает повышенную пожарную опасность, особенно для прилегающих зданий и сооружений. [70]

На таких объектах как АЗС существует система предупреждения аварии, однако, если она не срабатывает, возможна реализация аварии, которая может сопровождаться такими опасными явлениями как: возможность образования взрывоопасных концентраций бензино-воздушных смесей, истечение и розлив бензина. Во всех случаях утечки и проливы создают опасность образования паровоздушного облака и угрозу возникновения пожара пролива, взрыва и образования «огненного» шара. Начальным событием аварии на АЗС является утечка пожаровзрывоопасного продукта, что может произойти вследствие разгерметизации емкости (резервуара), разгерметизации автоцистерны, разгерметизации элемента наливной эстакады (гибкого шланга) [5] и др.

К основным причинам возникновения пожаров на АЗС можно отнести:

1. От автомобилей:
 - искры из выхлопной трубы;
 - нагретые части автомобиля;
 - электрооборудование;
 - заправка с работающим двигателем;
2. Электрооборудование операторной, освещение территории;
3. Нарушение правил ремонтных работ и техники безопасности;
4. Переливы;
5. Неисправности электрооборудования топливораздаточных колонок;
6. Статическое электричество
7. Поджоги;
8. Курение.

Возможность возникновения аварий на АЗС невысокая. Согласно [12], вероятность реализации таких аварий не превышает 10^{-6} аварий/год. Другими словами – одна авария в один миллион лет. Тем не менее, эта вероятность присутствует, что подтверждает статистика аварий.

Согласно статистическим данным по авариям со взрывом бензино-воздушной смеси (БВС) на АЗС, показывает, что развитие аварии на АЗС может приводить к большому разнообразию последствий. Проанализируем некоторые аварии (см. таблицу 4.1).

Таблица 4.1.

Примеры аварий на АЗС

Дата	Происшествие	Последствия и причины
8 января 2014	Возгорание топливораздаточной колонки на АЗС «Агроэнерго-Зеленевици» Пружанском районе	На момент прибытия пожарной команды зафиксировано открытое пламя на топливораздаточной колонке. Пламя могло перекинуться на иные объекты – всего на АЗС 3 топливораздаточные колонки, 7 наружных резервуаров и здание операторской. Во время пожара в одном резервуаре находилось 6 000 литров бензина, в двух иных – 17 000 литров дизельного топлива. Предполагаемая причина аварии: нарушение правил эксплуатации электросетей и электрооборудования
15 января 2014	Пожар грузового автомобиля на территории АЗС около деревни Польшковици-1.	В результате пожара повреждена кабина автомобиля и 6 м ² тента полуприцепа. Груза в полуприцепе не было. Водитель при самостоятельной эвакуации из кабины получил ожоги и с предварительным диагнозом «термический ожог пламенем 2,5% лица и кисти правой руки 1,2 степени» госпитализирован в больницу. Предварительная причина пожара - нарушение правил эксплуатации газовых устройств и агрегатов (использование портативной газовой плитки в кабине автомобиля).
22 апреля 2014	Взрыв в городе Переяслав-Хмельницкий Киевской области на АЗС БРСМ-Укрнафта.	В результате взрыва погибли пять человек, пять человек получили травмы. Взрывом полностью разрушено здание заправки, где находились магазин и касса. По выводам следствия, взрыв произошел из-за неисправности коммуникационной системы автомобильной газораздаточной колонки.
8 августа 2014	Взрыв на АЗС в центре Махачкалы	Топливо вытекло через оторванный шланг. На территории АЗС начался пожар. Жители близлежащих домов были

		эвакуированы. 50-летний мужчина получил ожоги 98% кожи и 50% внутренних тканей. Еще двое мужчин получили ожоги 30-50% кожи и 20-30% глубоких ожогов. Женщина была ранена осколками, но ее выписали после обследования.
3 марта 2015	На АЗС в Славянске Донецкой области в районе перекрестка улиц Луначарского и Фрунзе, разорвались баллоны с метаном	Пострадала 37-летняя женщина-билетер, которая находилась в автобусе: у нее обожжены лицо и спина. Причиной возгорания терминала автозаправки послужил разрыв баллона на автобусе.
4 июня 2015	Взрыв на автозаправочной станции в столице Ганы, городе Аккра	Порядка 150 человек погибли в результате взрыва, произошедшего после сильного пожара. Пожарные не смогли сразу прибыть на место ЧП из-за проливного дождя, который привел к подтоплению некоторых районов города. Именно из-за ливня на АЗС оказалось такое количество людей - они прятались от дождя. Дождевая вода вынесла часть топлива с заправки и сделала его доступным открытому огню.

Таким образом, многообразие и величина проявления поражающих факторов создает угрозу не только находящимся на территории АЗС людям и имуществу.

4.2. Анализ нормативной базы, позволяющей оценивать возможные последствия при авариях на объектах хранения и распределения нефти и нефтепродуктов.

Введенный вместо отмененного [59] документ [100] является единственным, который регулирует данный вопрос. И тем пристальнее должно быть уделенное этому документу внимание.

Ближайшими смежными документами, которые регулируют смежные области исследований, являются:

ТКП 45-2.02-22-2006 (02250) Здания и сооружения. Эвакуационные пути и выходы. Правила проектирования

ТКП 45-2.02-34-2006 (02250) Здания и сооружения. Отсеки пожарные. Нормы проектирования

ТКП 45-2.02-38-2006 (02250) Конструкции легкобрасываемые. Правила расчета

ТКП 45-2.02-92-2007 (02250) Ограничение распространения пожара в зданиях и сооружениях.

ТКП 45-2.02-138-2009 (02250) Противопожарное водоснабжение. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-4.04-149-2009 (02250) Системы электрооборудования жилых и общественных зданий. Правила проектирования

ТКП 45-3.01-155-2009 (02250) Генеральные планы промышленных предприятий. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-3.02-25-2006 (02250) Гаражи-стоянки и стоянки автомобилей. Нормы проектирования

ТКП 45-3.03-19-2006 (02250) Автомобильные дороги. Нормы проектирования

СТБ 11.0.02-95 Система стандартов пожарной безопасности. Пожарная безопасность. Общие термины и определения

СТБ 11.0.03-95 Система стандартов пожарной безопасности. Пассивная противопожарная защита. Термины и определения

СТБ 11.05.03-2009 Система стандартов пожарной безопасности. Пожарная безопасность техно-логических процессов. Методы оценки и анализа пожарной опасности. Общие требования

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

СНБ 2.02.01-98 Пожарно-техническая классификация зданий, строительных конструкций и материалов

СНБ 2.02.02-01 Эвакуация людей из зданий и сооружений при пожаре

СНБ 2.02.04-03 Противопожарная защита населенных пунктов и территорий предприятий

СНБ 3.02.01-98 Склады нефти и нефтепродуктов

В области нашего исследования нужно выделить следующие положения документа [100]:

Пункт 4.1.2 Расположение АЗС, как правило, следует предусматривать с подветренной стороны ветров преобладающего направления (по годовой «розе ветров») по отношению к жилым, производственным общественным зданиям и сооружениям. Как будет показано далее в нашем исследовании, даже соблюдение данного требования не спасает от травмирования людей, находящихся на окружающих объектах.

Пункт 4.1.3 Планировка АЗС с жидким моторным топливом, с учетом размещения на их территории зданий и сооружений, должна исключать возможность растекания аварийного пролива топлива за пределы АЗС. В то же время, растекание топлива по самой АЗС создает огромные по величине площади испарения нефтепродукта в атмосферу, что приводит к образованию взрывоопасных облаков из паровоздушной смеси.

Пункт 4.1.7 Минимальные расстояния от АЗС до объектов, к ней не относящихся, приведены в приложении Б. Как будет показано далее, образующиеся зоны поражения при развитии аварий превышают предусмотренные зоны безопасных расстояний, которые согласно [101] определяются только для обеспечения пожарной безопасности, но не взрывобезопасности.

Самое негативное положение данного документа: *Пункт 4.1.14 Минимальные расстояния до зданий и сооружений могут уменьшаться при обосновании расчетом согласно СТБ 11.05.03-2009 Система стандартов пожарной безопасности. Пожарная безопасность технологических процессов. Методы оценки и анализа пожарной опасности. Общие требования.* Однако, СТБ 11.05.03 не регламентирует **взрывобезопасность!**

При развитии аварий образуются поражающие факторы (ударная волна, температурное воздействие пожара, обрушение конструкций, разлет осколков и др.) имеющие некоторую опасную зону, размеры которой в промышленной безопасности характеризуются радиусами определенного воздействия. При анализе таких опасных зон указываются радиусы безопасного расстояния от эпицентра аварии до промышленных и гражданских объектов, мест массового скопления людей и пр. Так, нормативным документом [100] регламентируются минимальные расстояния от АЗС до жилых и общественных зданий (домов, школ, и т.д.). Согласно данным таблицы Б.1 приложения Б данного ТКП, минимальное допустимое расстояние от АЗС жидкого моторного топлива с подземными резервуарами до жилых и общественных зданий, а так же мест массового пребывания людей, составляет 25 м.

Размеры реальных зон поражения, возникающих при авариях на таких объектах будут приведены ниже.

4.3.1. Анализ нарушений на объектах трубопроводного транспорта Республики Беларусь.

Объекты магистрального трубопроводного транспорта по своим классификационным признакам и количеству содержащихся в них опасных веществ согласно относятся к опасным производственным объектам. Согласно статье 26 [23] нарушение положений нормативных правовых актов и технических нормативных правовых актов, создающее угрозу промышленной безопасности, может привести к таким последствиям, как причинение вреда жизни и здоровью, имуществу физических и юридических лиц, а также окружающей среде. Данное обстоятельство создает актуальную необходимость проведения систематического мониторинга объектов магистрального трубопроводного транспорта со стороны надзорных органов на предмет соответствия объектов требованиям промышленной безопасности.

В соответствии с [23] организацией, осуществляющей государственный надзор и контроль в области магистрального трубопроводного транспорта, является Департамент по надзору за безопасным ведением работ в промышленности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь (Госпромнадзор). Данная организация была создана с целью повышения эффективности государственного надзора за объектами повышенной опасности и регулирования отношений в области обеспечения безопасности Постановлением Совета Министров БССР от 12 июля 1956 г. № 394 на базе Республиканской инспекции котлонадзора Главэнергоуправления при Совете Министров БССР [61]. Деятельность Госпромнадзора носит превентивный характер в отношении аварий, способствуя уменьшению вероятности их возникновения. В своей деятельности при проведении надзора и контроля за объектами промышленной безопасности Госпромнадзор руководствуется перечнем из 107 нормативных правовых актов, 56 технических нормативных правовых актов.

Функции контроля и надзора за магистральным трубопроводным транспортом в структуре Департамента по надзору за безопасным ведением работ в промышленности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь возложены на Управление надзора за безопасностью систем газоснабжения и магистральных трубопроводов. Данное управление осуществляет ежегодные проверки подконтрольных объектов с целью контроля отсутствия нарушений требований промышленной безопасности и соблюдения всех норм правовых актов. В магистральном трубопроводном транспорте к подконтрольным объектам с находящимися на них техническими устройствами можно отнести такие, как газораспределительные и газоизмерительные станции, компрессорные станции с газоперекачивающими агрегатами, линейные производственно-диспетчерские станции, нефтеперекачивающие станции с насосными агрегатами, склады нефти и нефти продуктов с резервуарами, подземные хранилища газа и др.

Магистральный трубопроводный транспорт на каждой из стадий своего жизненного цикла представляет собой комплексную систему с взаимодействующими информационными, материальными и человеческими ресурсами, а также является территориально протяженным видом транспорта, что обуславливает возможность наличия нарушений при эксплуатации данного вида транспорта. Нарушением можно признать факт

невыполнения требований правовых актов в области промышленной безопасности, например, таких как Закон Республики Беларусь «О магистральном трубопроводном транспорте» и др., устанавливающих ответственность, правила ведения работ на объектах и т.д..

В результате ежегодных проверок на подконтрольных объектах магистрального трубопроводного транспорта Госпромнадзором выявляются сотни нарушений. Среди выявленных нарушений на объектах магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов наиболее часто встречаются:

- наличие кустарниковой растительности вдоль трубопровода;
- отсутствие обозначений, указателей и информационных табличек;
- необходимость проведения незначительного ремонта (восстановление лакокрасочного покрытия на оборудовании, устранение частичной коррозии, восстановление изоляционного покрытия, восстановление проектируемой глубины заложения трубопровода;
- необходимость в наличии дополнительных приспособлений (прокладка, ограждение, смотровой люк и т.д.);
- необходимость приведения рабочей документации в надлежащий порядок с учетом ее комплектации.

Стоит отметить, что данные отклонения от требований промышленной безопасности не являются серьезными и носят поверхностный характер, в то же время предприятиям трубопроводного транспорта необходимо стремиться осуществлять эксплуатацию объектов с соблюдением всех требований правовых актов. Такой подход с отсутствием каких-либо отклонений от требований реализуем в рамках привлечения большего количества человеческих ресурсов, новых организационных подходов и задействования дополнительных технических средств, что потенциально может влиять на финансовые показатели деятельности предприятия.

В разные периоды времени при проведении модернизации или реконструкции объектов магистрального трубопроводного транспорта возникает необходимость в установке более совершенного технологического оборудования или применении новых организационных подходов, не предусмотренных в действующей нормативной документации. В таких случаях, производится согласование этих отступлений с Госпромнадзором. Наличие таких согласований может свидетельствовать о необходимости в переработке части технических нормативных правовых актов с учетом требований индустриального прогресса.

Серьезные нарушения требований нормативных документов при дальнейшей эксплуатации объекта могут привести к инцидентам или аварийным ситуациям, в том числе с несчастными случаями. В таких случаях эксплуатация объекта может останавливаться до устранения негативных причин с формированием специальной комиссии, полномочия которой прописаны в [33]. Согласно статистическим данным в период с 2010 год по 2017 год [1] несчастных случаев на объектах магистрального трубопроводного транспорта не возникало, что может свидетельствовать о высокой компетенции сотрудников предприятий при эксплуатации объектов, а также качественном профессиональном подходе сотрудников Госпромнадзором к организации надзора и контроля объектов.

Деятельность Госпромнадзора способствует повышению уровня промышленной безопасности трубопроводного транспорта не только путем прямого надзора и контроля, но и благодаря дополнительным организационным мероприятиям.

На базе Госпромнадзора периодически проводятся заседания Научного технического и Межведомственного Совета по магистральному трубопроводному транспорту, в состав которого входят ведущие технические специалисты предприятий трубопроводного транспорта, а также представители строительных, научных и проектных организаций. На Межведомственном Совете обсуждаются технические и организационные вопросы повышения надежности и безопасности трубопроводных систем, обосновывается актуальность разработки новых технических нормативных правовых актов, производится обмен мнениями по безопасности текущих рабочих проектов. В дополнение, при поддержке Госпромнадзора на базе УО «Полоцкий государственный университет» периодически организуются международные научно-практические конференции по надежности и безопасности магистрального трубопроводного транспорта, на которых происходит обмен передовыми знаниями и опытом, что также оказывает благоприятное влияние на повышение безопасности магистральных трубопроводов.

4.3.2. Анализ социального риска размещения объектов хранения и распределения нефти и нефтепродуктов в черте города.

Приведем несколько примеров расположения АЗС для Новополоцка с анализом безопасных расстояний до окружающих объектов.



Рис. 4.1. АЗС «Белнефтехим» возле торгового центра «Зодиак». Расстояние до ТЦ - 54м.



Рис. 4.2. АЗС «Белнефтехим» возле колледжа. Расстояние до Политехнического колледжа - 94м.



Рис. 4.3. АЗС «Блок» возле моста через р.Зап.Двина. Расстояние до жилого дома - 104м.

Наиболее опасным местом расположения АЗС в г.Новополоцк мы посчитали АЗС «Белнефтехим» вблизи которой построили торговый центр «Зодиак». На территории данной АЗС расположено 2 резервуара ёмкостью 200 м³. Расстояние от самой АЗС до здания приблизительно равно 54 м. Так же важным было рассмотреть вероятность поражения людей по дороге к торговому центру, расстояние до которой равно 16 м.

Для рассматриваемой АЗС были произведены расчеты, в результате которых зоны опасных расстояний при самых неблагоприятных исходах аварий следующие:

Таблица 4.2.

Размеры опасных зон

Наименование сценария аварии	Радиусы опасной зоны, м
Пожар пролива легковоспламеняющейся жидкости (ЛВЖ*)	558
«Огненный» шар	116
Взрыв паров ЛВЖ	96

*в качестве ЛВЖ был рассмотрен бензин

Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что при реализации рассматриваемых сценариев аварий, дорога к торговому центру «Зодиак» и вход в него со стороны АЗС являются опасной зоной.

Однако, согласно нормативным требованиям, жилые здания и места массового пребывания людей находятся на безопасном расстоянии от представленных АЗС. При этом образующиеся зоны поражения при развитии аварий превышают предусмотренные зоны безопасных расстояний, которые согласно [100] определяются только для обеспечения пожарной безопасности, но не взрывобезопасности.

Нами была проведена оценка возможных масштабов поражения для каждого из вариантов реализаций аварии на АЗС «Белнефтехим» в г. Новополоцк согласно [101].

Вблизи рассматриваемой АЗС построили торговый центр «Зодиак» на расстоянии приблизительно равном 54 м. На территории данной АЗС расположено 2 резервуара ёмкостью 200 м³. Так же важным было рассмотреть вероятность поражения людей по дороге к торговому центру, расстояние до которой от АЗС равно 16 м.

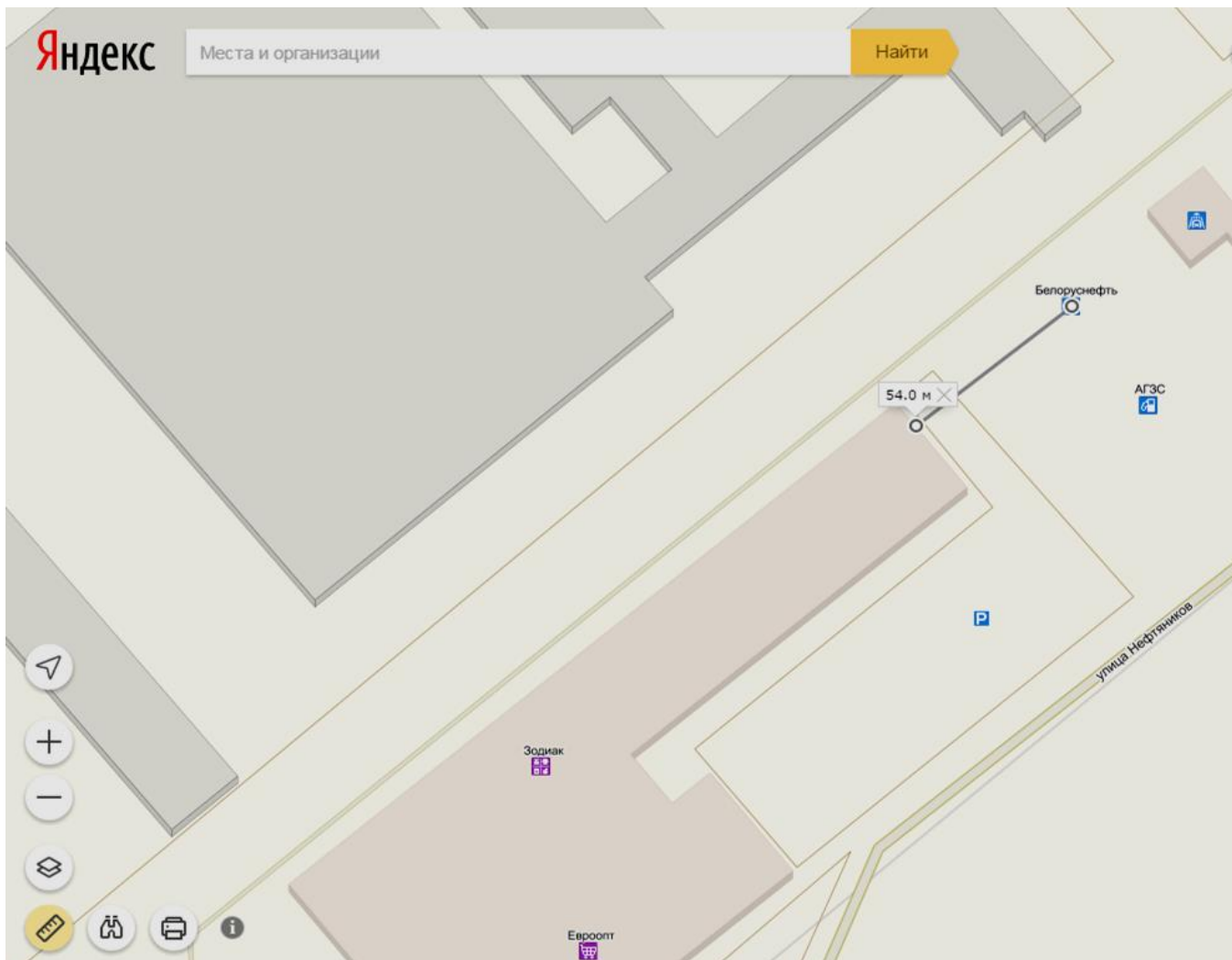


Рис.4.4. Расстояние от АЗС «Белнефтехим» до ТЦ «Зодиак».

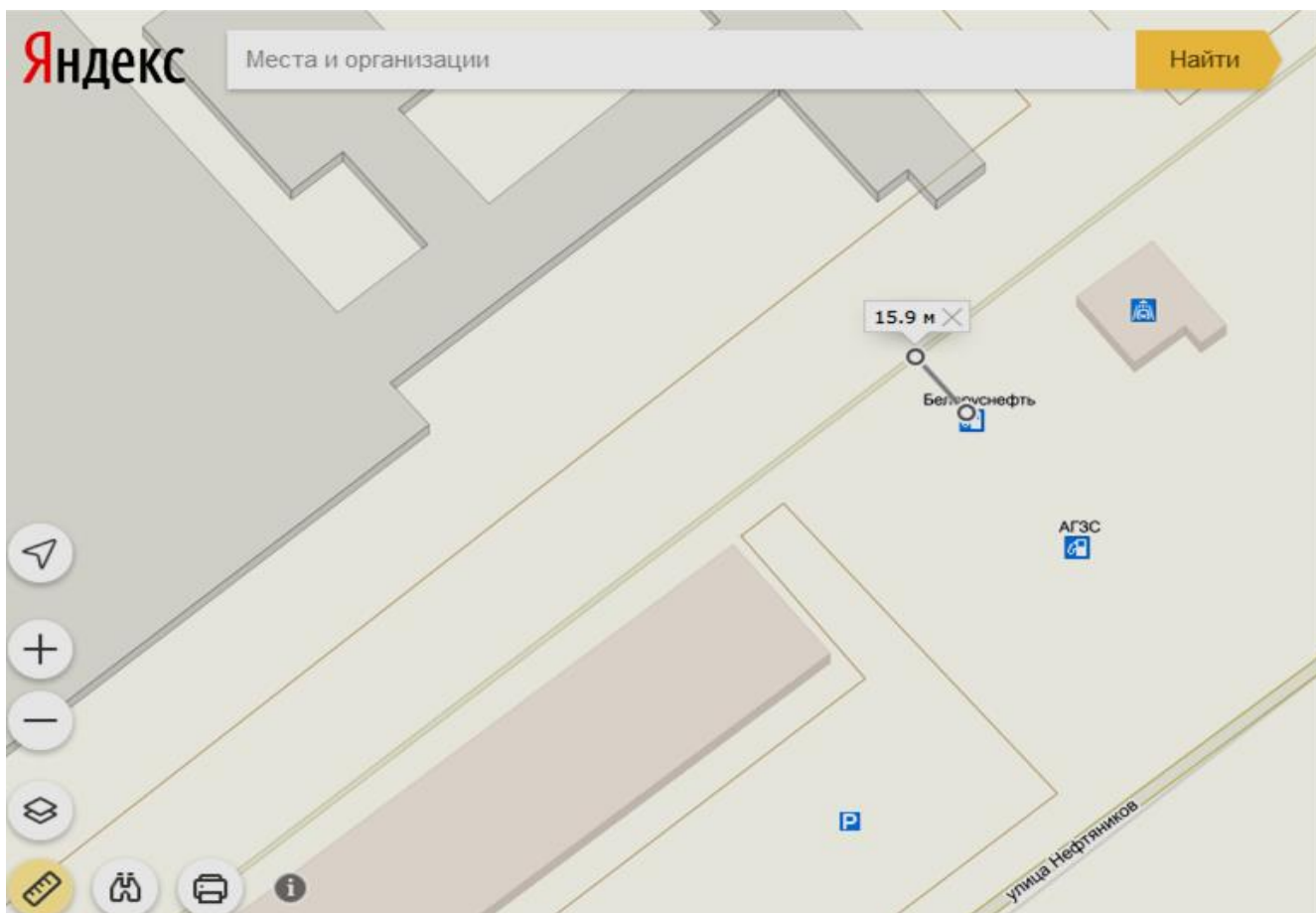


Рис.4.5. Расстояние от АЗС «Белнефтехим» до дороги, ведущей к ТЦ «Зодиак».

Доставка жидкого моторного топлива (ЖМТ) на АЗС осуществляется автомобильными цистернами (АЦ) преимущественно российского и белорусского производства (рис. 4.6), емкостные характеристики которых из них представлены в таблице 3.



Рис.4.6. а) автоцистерна АЦ-56141-010-30 на шасси МАЗ-533605-240-600; б) полуприцеп-цистерна ППЦ-33.

Таблица 4.3.

Характеристика АЦ для доставки ЖМТ на АЗС

Название АЦ	Тип транспортируемой жидкости	Объем цистерны
Автоцистерна АЦ-56141-06 на шасси МАЗ-533702-246-660	светлые нефтепродукты	11 м ³
Автоцистерна АЦ-12 на шасси УРАЛ	светлые нефтепродукты	12 м ³
Прицеп-цистерна ПЦ-86531	светлые нефтепродукты	15 м ³
Прицеп БЦМ-83.6	легковоспламеняющиеся жидкости класса 3 (бензин, дизельное топливо, керосин)	20 м ³
Полуприцеп-цистерна ППЦ-33	светлые нефтепродукты	33 м ³

В качестве легковоспламеняющейся жидкости для всех сценариев развития аварий нами был рассмотрен бензин.

При пожаре пролива нами было рассмотрено несколько сценариев аварий, когда площадь пролива определялась исходя из пролива 1 м³, 5 м³, 10 м³, 15 м³, 20 м³ и 33 м³ (весь объем полуприцепа-цистерны ППЦ-33). Эти сценарии получили обозначение С_{№1}1; С_{№2}5; С_{№3}10; С_{№4}15; С_{№5}20; С_{№6}33.

Площадь испарения при разливе на горизонтальную поверхность определяется (при отсутствии справочных или иных экспериментальных данных) исходя из расчета, что 1 л смесей и растворов, содержащих 70% и менее (по массе) растворителей, разливается на площади 0,10 м², а остальных жидкостей – на 0,15 м². [101, стр.19 прил.В пункт В.1.3.4)].

Так, например, по сценарию С_{№1}1, при проливе 1 м³ бензина прогнозируемая площадь разлива составит:

$$S=1000 \cdot 0,15=150 \text{ м}^2$$

Результаты расчёта площади разлива нефти для всех сценариев приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4.

Площадь разлива нефти

Наименование сценария аварии	Площадь разлива, м ²
С _{№1} 1	150
С _{№2} 5	750
С _{№3} 10	1500
С _{№4} 15	2250
С _{№5} 20	3000
С _{№6} 33	4950

Для расчета интенсивности теплового излучения необходимо знать размеры пятна пролитого горючего вещества. При свободном разливе нефти предположить форму пятна разлившегося нефтепродукта невозможно, поэтому принимается эквивалентное разлитие в форме круга, площадь которого принимается равновеликой площади разлива согласно таблице 4.4.

Определим эквивалентный диаметр пролива нефти. Для круга:

$$D_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{4S_{\text{эк}}}{\pi}} \quad (4.1)$$

где $D_{\text{эк}}$ — эквивалентный диаметр пролива нефтепродукта, м;

$S_{\text{эк}}$ — площадь эквивалентного круга, м^2 .

Высота пламени H , м, вычисляется по формуле:

$$H = 42 \cdot d \cdot \left(\frac{m}{\rho_g \cdot \sqrt{g \cdot d}} \right)^{0,61} \quad (4.2)$$

где m — удельная массовая скорость выгорания топлива, $\text{кг} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{с}^{-1}$;

ρ_g — плотность окружающего воздуха, $\text{кг} \cdot \text{м}^{-3}$;

$g = 9,81$ — ускорение свободного падения, $\text{м} \cdot \text{с}^{-2}$.

Например, для сценария №1 с площадью разлива 150 м^2 :

$$D_{\text{эк} C_{\text{№1}}}^{\text{промыв}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 150}{\pi}} = 13,82 \text{ м};$$

$$H = 42 \cdot 13,82 \cdot \left(\frac{0,06}{1,225 \cdot \sqrt{g \cdot 13,82}} \right)^{0,61} = 20,63 \text{ м}.$$

Согласно проведенным расчетам, сведенным в таблицу 3, при пожаре пролива опасные зоны (находясь в которых есть условная вероятность поражения человека) для рассматриваемой АЗС составили (в качестве безопасной принята интенсивность теплового излучения $1,4 \text{ кВт/м}^2$):

Таблица 4.5.

Размеры опасных зон при возгорании

Наименование сценария аварии	Эффективный диаметр разлива, м	Высота пламени, м	Радиусы опасной зоны, м
$C_{\text{№1}}$	13,82	20,63	127
$C_{\text{№2}}$	30,91	36,08	251
$C_{\text{№3}}$	43,71	45,91	337
$C_{\text{№4}}$	53,54	52,86	400
$C_{\text{№5}}$	61,82	58,42	452
$C_{\text{№6}}$	79,41	69,52	559

Определим условную вероятность Q_{ni} поражения человека тепловым излучением в зависимости от его местонахождения.

Изначально необходимо рассчитать величину «пробит»-функции P_r по формуле (4.3):

$$P_r = - 14,9 + 2,56 \cdot \ln (t \cdot q^{1,33}) \quad (4.3)$$

где t - эффективное время экспозиции, с;

q - интенсивность теплового излучения, кВт·м⁻².

Расчет интенсивности теплового излучения q , кВт/м² для пожара пролива проводят по формуле (4.4):

$$q = 5,7 \cdot \varepsilon_{np} \cdot \left[\left(\frac{T_\phi}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_{CB}}{100} \right)^4 \right] \cdot \varphi_{1\phi} \quad (4.4)$$

где 5,7 – коэффициент излучения абсолютно черного тела, Вт/(м²·К⁴);

ε_{np} – приведенная степень черноты системы;

$$\varepsilon_{np} = \left(\frac{1}{\varepsilon_\phi} + \frac{1}{\varepsilon_s} - 1 \right)^{-1} \quad (4.5)$$

ε_{np} – степень черноты факела;

ε_ϕ – степень черноты облучаемого вещества;

T_ϕ – температура горения «огненного шара», К;

T_{CB} – температура горючего вещества, К;

$\varphi_{1\phi}$ – коэффициент облученности между излучающей и облучаемой поверхностями.

Коэффициент облученности между излучающей и облучаемой поверхностями вычисляется по формуле (для $r \geq a$ и $r \geq b$)

$$\phi_{1\phi} = \frac{2}{\pi} \cdot \left(\frac{a}{\sqrt{a^2 + r^2}} \cdot \arctg \frac{b}{\sqrt{a^2 + r^2}} + \frac{b}{\sqrt{b^2 + r^2}} \cdot \arctg \frac{a}{\sqrt{b^2 + r^2}} \right) \quad (4.6)$$

где $a = H/2$;

$b = d/2$;

r – расстояние между излучающей и облучаемой поверхностями.

Величину эффективного времени экспозиции t для пожаров проливов можно найти как:

$$t = t_o + x/v \quad (4.7)$$

где t_o - характерное время обнаружения пожара, с, (допускается принимать $t = 5$ с);

x - расстояние от места расположения человека до зоны, где интенсивность теплового излучения не превышает 4 кВт·м⁻², м;

v - скорость движения человека, м·с⁻¹ (допускается принимать $v = 5$ м·с⁻¹).

Для сценария №1 на расстоянии 16 м:

$$a = 20,63/2 = 10,31 \text{ м};$$

$$b = 13,82/2 = 6,91 \text{ м};$$

$$\varphi_{1\phi} = \frac{2}{\pi} \cdot \left(\frac{10,31}{\sqrt{10,31^2 + 16^2}} \cdot \arctg \frac{6,91}{\sqrt{10,31^2 + 16^2}} + \frac{6,91}{\sqrt{6,91^2 + 16^2}} \cdot \arctg \frac{10,31}{\sqrt{6,91^2 + 16^2}} \right) = 0,255;$$

$$\varepsilon_{np} = \left(\frac{1}{0,98} + \frac{1}{0,95} - 1 \right)^{-1} = 0,93;$$

$$q = 5,7 \cdot 0,93 \cdot \left[\left(\frac{1473}{100} \right)^4 - \left(\frac{313}{100} \right)^4 \right] \cdot 0,255 = 63675,71 \text{ кВт} \cdot \text{м}^{-2};$$

$$t = 5 + (75-16)/5 = 16,8 \text{ с};$$

$$P_r = -14,9 + 2,56 \cdot \ln(16,8 \cdot 63675,71^{1,33}) = 6,47.$$

С помощью таблицы В2 [ТКП 474-2013 «Категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» Минск, 2013] определим условную вероятность поражения человека. Так, при значении $P_r = 6,47$ значение $Q_{gn} = 92,8\% = 0,928$.

Результаты определения радиусов опасных зон и расчета условной вероятности поражения людей при реализации различных сценариев аварий приведены в таблицах 4.6 и 4.7 соответственно.

Таблица 4.6

Размеры опасных зон при возгорании

Наименование сценария аварии	Эффективный диаметр разлива, м	Высота пламени, м	Радиусы опасной зоны, м
C _{№1} 1	13,82	20,63	25
C _{№2} 5	30,91	36,08	63
C _{№3} 10	43,71	45,91	97
C _{№4} 15	53,54	52,86	125
C _{№5} 20	61,82	58,42	150
C _{№6} 33	79,41	69,52	208

Таблица 4.7

Условная вероятность поражения людей при пожаре пролива

Расстояние между излучающей и облучаемой поверхностями r , м (выборочно)	Коэффициент облученности между излучающей и облучаемой поверхностями	Интенсивность теплового излучения q , Вт·м ⁻²	«Пробит»-функция P_r	Условная вероятность поражения Q_{eni} , %
С _{№1} 1				
1	0,98792	246550,4	11,5	100
16	0,255	63675,71	6,47	92,8
29	0,096	24039,05	2,72	1,2
30	0,091	22621,72	2,48	0
54	0,030	7507,72	-2,35	0
С _{№2} 5				
1	0,998	248949	12,94	100
16	0,573	143039,3	10,82	100
54	0,108	26946,05	4,43	28,3
68	0,071	17734,31	2,68	1
69	0,069	17261,08	2,57	0
С _{№3} 10				
1	0,999	249284,4	11,08	100
16	0,708	176648,6	12,25	100
54	0,179	44561,09	7,04	97,6
98	0,062	15529,27	2,68	1
99	0,061	15236,98	2,59	0
С _{№4} 15				
1	0,999	249403,1	14,01	100
16	0,773	193008,6	12,98	100
54	0,234	58447,81	8,48	100
121	0,058	14434,96	2,72	1,2
122	0,057	14213,26	2,65	0
С _{№5} 20				
1	1	249465	14,29	100
16	0,813	202859,6	13,45	100
54	0,280	69931,14	9,44	100
141	0,055	13613,68	2,7	1,1
142	0,054	13433,33	2,63	0
С _{№6} 33				
1	1	249541,8	14,78	100
16	0,868	216628,5	14,19	100
54	0,371	92691,5	10,99	100
183	0,05	12415,43	2,7	1,1
184	0,049	12287,8	2,65	0

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что условная вероятность поражения людей при пожаре пролива на расстоянии 16 метров практически при всех сценариях развития аварий равна 100% (на расстоянии 1 м – 92,8%). Так,

100% вероятность поражения людей существует на расстоянии 54 метров при проливе 15 м³, 20 м³ и 33 м³ топлива. При сценарии С_{№25} вероятность поражения людей равна 28,3%, С_{№1} – 0%.

Основным поражающим фактором при воздействии на человека «огненного шара» является предельно допустимая доза теплового излучения и интенсивность теплового излучения. Поражающие факторы при воздействии «огненного шара» будем определять согласно [101].

Расчет интенсивности теплового излучения «огненного шара» q , кВт/м² проводят по формуле (4.8):

$$q = 5,7 \cdot \varepsilon_{np} \cdot \left[\left(\frac{T_{\Gamma}}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_{CB}}{100} \right)^4 \right] \cdot \varphi_{1\varphi} \quad (4.8)$$

где T_{Γ} – температура горения «огненного шара», К (допускается принимать 1500 К);

T_{CB} – температура облучаемого вещества, К;

$\varphi_{1\varphi}$ – коэффициент облученности между излучающей и облучаемой поверхностями.

Коэффициент облученности между излучающей и облучаемой поверхностями вычисляется по формуле (для $r_2 \geq r_1$):

$$\varphi_{1\varphi} = \frac{r_1}{r_2} \cdot \left(\arctg \frac{r_1}{\sqrt{r_2^2 + r_1^2}} \right) \quad (4.9)$$

где r_1 – радиус «огненного шара», м;

r_2 – расстояние от облучаемого объекта до центра «огненного шара», м.

Радиус «огненного шара» определяется по формуле (4.10):

$$r_1 = 2,665 \cdot m^{0,327} \quad (4.10)$$

где m – масса горючего вещества, кг.

Высоту центра «огненного шара» H определяют в ходе специальных исследований. Допускается принимать H равной r_1 .

Время существования «огненного шара» t_s , с, рассчитывают по формуле (4.11):

$$t_s = 0,92 \cdot m^{0,303} \quad (4.11)$$

Принимая в качестве критериев опасного теплового воздействия «огненного шара» на человека предельно допустимую дозу теплового излучения – $1,2 \cdot 10^5$ Дж/м² (ожог 1-й степени), $2,2 \cdot 10^5$ Дж/м² (ожог 2-й степени) и $3,2 \cdot 10^5$ Дж/м² (ожог 3-й степени) и тепловые нагрузки для людей – 1,4 кВт/м², 7 кВт/м² и 10,5 кВт/м² определяем опасные зоны теплового излучения. В качестве безопасной принята интенсивность теплового излучения 1,4 кВт/м², при этом радиус опасной зоны составил 116 м.

Дозу теплового излучения Q , Дж/м², рассчитывают по формуле (4.12):

$$Q = q t_s \quad (4.12)$$

где q – интенсивность теплового излучения «огненного» шара, Вт/м²;

t_s – время существования «огненного шара», с.

Пример расчета условной вероятности поражения человека тепловым излучением при образовании «огненного» шара на расстоянии 54 м:

$$r_l = 2,665 \cdot 132,6^{0,327} = 13,18;$$

$$\varphi_{1\varphi} = \frac{13,18}{54} \cdot \left(\operatorname{arctg} \frac{13,18}{\sqrt{54^2 + 13,18^2}} \right) = 0,057;$$

$$\varepsilon_{np} = \left(\frac{1}{0,98} + \frac{1}{0,95} - 1 \right)^{-1} = 0,93;$$

$$q = 5,7 \cdot 0,93 \cdot \left[\left(\frac{1200}{100} \right)^4 - \left(\frac{313}{100} \right)^4 \right] \cdot 0,057 = 6226,16 \text{ кВт} \cdot \text{м}^{-2};$$

$$t = 5 + (68-54)/5 = 7,8 \text{ с};$$

$$P_r = -14,9 + 2,56 \cdot \ln(7,8 \cdot 6226,16^{1,33}) = -3,41.$$

Для значения $P_r = -3,41$ значение $Q_{en} = 0\%$.

Результаты расчета условной вероятности поражения людей при образовании «огненного» шара приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8

Условная вероятность поражения людей при образовании «огненного» шара

Расстояние между излучающей и облучаемой поверхностями r , м (выборочно)	Коэффициент облученности между излучающей и облучаемой поверхностями	Интенсивность теплового излучения q , Вт·м ⁻²	Дозу теплового излучения Q , Дж/м ²	«Пробит»-функция P_r	Условная вероятность поражения Q_{eni} , %
1	10,329	1132487	4580,91	16,5	100
16	0,466	51123,56	206,79	5,495	69
25	0,23	25209,06	101,97	2,77	1,3
26	0,215	23587,42	95,41	2,51	0
54	0,057	6226,16	25,18	-3,41	0

Таким образом, условная вероятность поражения тепловым излучением человека, идущего по дороге к торговому центру «Зодиак», равна 69%.

Одним из наиболее тяжёлых поражающих факторов, которые могут возникнуть при возможной аварии на АЗС «Белнефтехим», является избыточное давление фронта ударной волны, которая образуется при взрыве.

Расчет избыточного давления фронта взрывной волны производился согласно [101].

Определим зоны поражения избыточным давлением фронта взрывной волны с границами, определяемыми радиусами поражения R , центром которых является резервуар. Границы каждой зоны характеризуются значениями избыточных давлений по фронту ударной волны (ΔP).

Классификация зон по перепаду давлений во фронте ударной волны с принятыми для каждой зоны радиусами поражения R приведена в таблице 4.9.

Таблица 4.9

Характеристика зон поражения при избыточном давлении

Радиус поражения	ΔP , кПа	Характеристика зоны
R1	100	Полное разрушение (разрушение и обрушение всех элементов зданий и сооружений)
R2	53	50% разрушение зданий (разрушение части стен и перекрытий верхний этажей, образование трещин в стенах, деформация перекрытий нижних этажей)
R3	28	Разрушение зданий без обрушения (разрушение главным образом второстепенных элементов: крыш, перегородок, оконных и дверных заполнений. Перекрытия, как правило, не обрушиваются. Часть помещений пригодна для использования после расчистки от обломков и проведения ремонта). Разрушаются резервуары нефтехранилищ
R4	12	Разрушение внутренних перегородок (разрушение оконных и дверных заполнений и перегородок. Нижние этажи полностью сохраняются и пригодны для использования после уборки мусора и заделки проёмов)
R5	3	Разрушение оконного стекла (малые повреждения – разбито не более 10% стекол)

Воздействие избыточного давления взрыва на человека представлено в таблице 4.10.

Таблица 4.10.

Характеристика действия ударной волны на человека

Радиус поражения	ΔP , кПа	Характеристика действия ударной волны
R6	65,9	Порог выживания (летальное травмирование людей)
R7	5	Порог повреждения (контузия лёгких, временная потеря управляемости)

Параметрами волны давления, являются избыточное давление в положительной фазе волны Δp и импульс положительной фазы волны i .

Избыточное давление в положительной фазе волны Δp , кПа, и импульс фазы волны i , Па·с рассчитывают по формулам (4.13, 4.15):

$$\Delta P = P_o \cdot (0,8 \cdot m_{np}^{0,33}/r + 3 \cdot m_{np}^{0,66}/r^2 + 5 \cdot m_{np}/r^3) \quad (4.13)$$

где P_o - атмосферное давление, (допускается принимать равным 101 кПа);
 r - расстояние от геометрического центра газопаровоздушного облака, м;
 m_{np} - приведенная масса газа или пара, кг, вычисляется по формуле (14):

$$m_{np} = (Q_{cz}/Q_o) \cdot M \cdot Z \quad (4.14)$$

где Q_{cz} - удельная теплота сгорания газа или пара, Дж·кг⁻¹;

Z - коэффициент участия горючих газов и паров в горении (для наземных резервуаров принимаем $Z=0,1$, для подземных резервуаров и для случаев пролива в здании принимаем $Z=0,3$);

Q_o - константа, равная $4,52 \cdot 10^6$ Дж·кг⁻¹;

M - масса горючих газов и (или) паров, поступивших в результате аварии в окружающее пространство, кг.

Величину импульса волны давления i , Па·с, вычисляют по вышеупомянутой формуле (15):

$$i = 123 \cdot m_{np}^{0,66}/r \quad (4.15)$$

«Пробит»-функцию P_r допускается вычислять по формуле:

$$P_r = 5 - 0,26 \cdot \ln(V) \quad (4.16)$$

$$V = \left(\frac{17500}{\Delta P} \right)^{8,4} + \left(\frac{290}{i} \right)^{9,3} \quad (4.17)$$

При взрыве одного из резервуаров опасная зона для рассматриваемой АЗС составит 96 м (согласно табл.7).

Определим условную вероятность поражения человека тепловым излучением при образовании взрыве на расстоянии 54 м:

$$m_{np} = (43965 \cdot 10^3 / (4,52 \cdot 10^6)) \cdot 42 \cdot 0,3 = 122,56 \text{ кг};$$

$$i = 123 \cdot 122,56^{0,66} / 54 = 54,43 \text{ Па·с};$$

$$\Delta P = 101 \cdot (0,8 \cdot 122,56^{0,33} / 54 + 3 \cdot 122,56^{0,66} / 54^2 + 5 \cdot 122,56 / 54^3) \cdot 1000 = 10190,2 \text{ Па}.$$

$$V = \left(\frac{17500}{10190,2} \right)^{8,4} + \left(\frac{290}{54,43} \right)^{9,3} = 5717774,322.$$

$$P_r = 5 - 0,26 \cdot \ln(5717774,322) = 0,95.$$

Для значения $P_r = 0,95$ значение $Q_{en} = 0\%$.

Результаты расчета условной вероятности поражения людей при взрыве приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11.

Условная вероятность поражения людей при взрыве

Расстояние между излучающей и облучаемой поверхностями r , м (выборочно)	Избыточное давление ΔP , Па	Импульс волны давления i , Па·с	V	«Пробит»-функция P_r	Условная вероятность поражения $Q_{внi}$, %
1	69526538	2939,064	4,42545E-10	10,6	100
16	68077,56	183,692	69,87	3,9	13
26	29422,74	113,041	6385,74	2,72	1,2
27	27704,5	108,854	9070,72	2,63	0
54	10190,2	54,4271	5717774,322	0,95	0

При полученном перепаде давлений 10,19 кПа при взрыве в торговом центре «Зодиак» на расстоянии 54 м произойдёт разрушение оконного стекла.

Рассматривая воздействие избыточного давления взрыва на человека, представленного в таблице 8, приходим к выводу, что при взрыве на рассматриваемой АЗС, вход в торговый центр «Зодиак» со стороны АЗС является опасной зоной, в которой ударная волна может вызвать контузию лёгких, разрыв барабанных перепонок, отбрасывание ударной волной и/или временную потерю управляемости. Что касается зоны дороги к торговому центру, то на ней возможно летальное травмирование людей.

При реализации сценария аварии обычно происходит комплексное воздействие всех указанных выше поражающих факторов на находящиеся поблизости объекты [70], что усугубляет возникающую ситуацию.

4.4. Разработка мероприятий по снижению социального риска от объектов хранения и распределения нефти и нефтепродуктов, находящихся в черте города.

Нами были представлены и проанализированы расчеты по определению индивидуального риска и опасных зон при различных сценариях развития аварий на основании методик расчета, прописанных в техническом кодексе установившейся практики [101], на примере АЗС «Белнефтехим» в городе Новополоцк.

В результате приведенных расчетов для рассматриваемой АЗС зоны опасных расстояний при самых неблагоприятных исходах аварий следующие:

Таблица 4.12.

Размеры опасных зон

Наименование сценария аварии	Радиусы опасной зоны, м
Пожар пролива легковоспламеняющейся жидкости (ЛВЖ)	558
«Огненный» шар	116
Взрыв паров ЛВЖ	96

При реализации сценариев аварий обычно происходит комплексное воздействие всех указанных выше поражающих факторов на находящиеся поблизости объекты.

Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что при реализации рассматриваемых сценариев аварий, дорога к торговому центру «Зодиак» и вход в него со стороны АЗС являются опасной зоной.

Однако, согласно нормативным требованиям, жилые здания и места массового пребывания людей находятся на безопасном расстоянии от представленных АЗС. При этом образующиеся зоны поражения при развитии аварий превышают предусмотренные зоны безопасных расстояний, которые согласно [101] определяются только для обеспечения пожарной безопасности, но не взрывобезопасности.

4.5.1. Апробация предложенных мероприятий по снижению социального риска от объектов хранения и распределения нефти и нефтепродуктов, находящихся в черте города.

Рассматриваемая проблема была апробирована путем выпуска по исследуемой теме ряда статей:

1. Савельева В. О. Анализ опасности размещения АЗС в черте города/ Кульбей А.Г., Савельева В. О. // сб. материалов XIV международной научно-практической конференции курсантов (студентов), слушателей и адъюнктов (аспирантов, соискателей) ученых. – 2020. –Т. 1 – С. 135-137.
2. Кульбей А.Г. Разработка способов ликвидации трубопроводов, проложенных способом наклонно-направленного бурения / А.Г. Кульбей, Д.А. Киселев // Материалы 1 научно-практической конференции: в 5 т.: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. Наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: издательский дом – Юг. – 2017. С 54-60.
3. Мителев В.В. Влияние влажности на стационарный потенциал при катодной защите подземных трубопроводов. / В.В. Мителев, А.Г. Кульбей // Вестник ПГУ. №8. Серия Ф. Прикладные Науки. Строительство. 2017г. С. 156 – 160.
4. Прищеп А.В. Контроль качества противокоррозионной защиты газопроводов с помощью метода интенсивных измерений. / А.В. Прищеп, А.Г. Кульбей. // Вестник ПГУ. №8. Серия Ф. Прикладные Науки. Строительство. 2017г. С. 161 – 165.
5. Киселев, Д. А. Стенд для гидравлического испытания запорной арматуры / Д. А. Киселев, А. Г. Кульбей, //Вестник ПГУ серия Ф. – 2018. – № 8. – «Строительство. Прикладные науки».- С. 165-168.
6. Экспериментальное исследование зависимости стационарного потенциала подземных сооружений от влажности грунтов. В.В. Мителев, А.Г. Кульбей. Материалы I Международного научно-технического форума по химическим технологиям и по нефтегазо-переработке «Нефтехимия-2018». В 2-х частях, Издательство: Белорусский государственный технологический университет., - Минск, 2018. - С. 238-241.
7. Киселев, Д. А. Разработка способов ремонта трубопроводов, проложенных способом ННБ / Д. А. Киселев, А. Г. Кульбей // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта [Электронный ресурс] : сб. материалов IX междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 18–20 дек. 2018 г. / Полоц. гос. ун-т ; под общ. ред. В. К. Липского, А. П. Андриевского ; редкол.: В. К. Липский (пред.) [и др.]. – Новополоцк : Полоц. гос. ун-т, 2019. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).
8. Киселев, Д. А. Стенд для гидравлического испытания запорной арматуры / Д. А. Киселев, А. Г. Кульбей // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта [Электронный ресурс] : сб. материалов IX междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 18–20 дек. 2018 г. / Полоц. гос. ун-т ; под общ. ред. В. К. Липского, А. П. Андриевского ; редкол.: В. К. Липский (пред.) [и др.]. – Новополоцк : Полоц. гос. ун-т, 2019. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

а также ряда тезисов:

1. Савельева, В. О. Анализ опасности размещения АЗС в черте города Витебска/ Кульбей А.Г., Савельева В. О. // Труды молодых специалистов Полоцкого государственного университета. – 2020.– № 34 (104). – «Прикладные науки. Строительство». – С. 162-163.

2. Савельева В. О. Анализ нормативных требований к размещению объектов хранения и распределения нефти и нефтепродуктов в черте города Витебска / Кульбей А.Г., Савельева В. О. // Труды молодых специалистов Полоцкого государственного университета. – 2020.– № 34 (104). – «Прикладные науки. Строительство». – С. 161.

3. Перспективы применения композитных материалов в нефтегазовой отрасли. А.Г. Кульбей, В.С. Коврижных, В.К. Липский. Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: сб. тез. IX Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 18 – 20 декабря 2018г. / УО «Полоц. гос. ун-т» ; под общ. ред. В.К. Липского; редкол.: В.К. Липский (пред.) [и др.]. – Новополоцк, 2018. – С. 20-21.

4. Разработка стенда для гидравлического испытания запорной арматуры. Д.А. Кисилев, А.Г. Кульбей. Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: сб. тез. IX Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 18 – 20 декабря 2018г. / УО «Полоц. гос. ун-т» ; под общ. ред. В.К. Липского; редкол.: В.К. Липский (пред.) [и др.]. – Новополоцк, 2018. – С. 61-62.

5. Разработка способов ремонта трубопроводов, проложенных способами ННБ. А. Г. Кульбей, Д. А. Киселев // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: сб. тез. IX Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 18 – 20 декабря 2018г. / УО «Полоц. гос. ун-т» ; под общ. ред. В.К. Липского; редкол.: В.К. Липский (пред.) [и др.]. – Новополоцк, 2018. – С. 72.

6. Савельева В.О., Кульбей А.Г. Анализ опасности размещения АЗС в черте города // Тезисы докладов 74-й международной молодёжной научной конференции-Т.4. - Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. - С. 362.

4.5.2. Рекомендации по совершенствованию сферы технического регулирования в магистральном трубопроводном транспорте.

Безопасность магистрального трубопровода базируется на целой системе входящих в нее элементов, каждый из которых состоит из ряда элементов меньшего порядка и влияющих факторов. К таким входящим элементам, оказывающим влияние на безопасность магистрального трубопровода, можно отнести: квалифицированный персонал, отношение в коллективе, благоприятная производственная среда, применяемое новейшее оборудование и технологии, достаточное финансирование, наличие контроля за процессами и выработанные корректирующие действия, качественные сырье и материалы и т.д.

Среди элементов, влияющих на безопасность магистральных трубопроводов, одно из первостепенных значений принадлежит нормативной документации: нормативные правовые акты, технические нормативные правовые акты, внутренняя документация предприятия. На информации, содержащейся в актах, основывается деятельность предприятия, так как акты являются обязательными для исполнения, при этом они включают многочисленные вопросы безопасности, технического обеспечения, требования к сотрудникам, т.е. нормативные акты представляют собой модель деятельности предприятия. По данной причине информация, представленная в нормативных документах, является критически важной в обеспечении безопасности и надежности магистрального трубопроводного транспорта. Качественные нормативные акты с компетентно разработанными требованиями способны существенно снизить аварийность магистральных трубопроводов.

В то же время опыт эксплуатации операторами магистральных трубопроводов с учетом произошедших аварий, инновационных технологий, новых организационных подходов в свою очередь может оказывать влияние на возрастающую потребность в разработке новых редакций нормативных актов. Содержащиеся в устаревших актах требования к персоналу, оборудованию и т.д., могут сдерживать техническое развитие предприятия либо повышать расходы предприятия, вынужденного эксплуатировать устаревшее оборудование. В новых актах могут быть включены в своевременные и объективно необходимые изменения, совершенствующие акты и учитывающие интересы потребностей оператора, государственных органов и общественности. Таким образом, необходимо осуществить актуализацию технических нормативно-правовых актов (ТНПА) Беларуси в сфере трубопроводного транспорта в соответствии с системой нормативного правового регулирования, формирующейся на мировой сцене.

В рамках данной рекомендации считается целесообразным проведение мониторинга, какие нормативные акты необходимо: полностью переработать в связи с их многолетним применением и моральным устареванием; частично переработать и актуализировать в связи с появлением новых технологий; выявить, какие нормативные акты отсутствуют и нуждаются в разработке. Среди документов, которые еще не разработаны, можно выделить самый важный документ в обеспечении безопасности магистральных трубопроводов – Технический регламент. Реформа технического норми-

рования и стандартизации, начатая с принятием в 2004 году Закона Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации» [24] и ставящая своей целью сближение подходов национального технического регулирования с международными подходами, в частности с подходами технического регулирования в Европейском Союзе, внесла появление нового вида технических нормативных правовых актов. Самым главным из них является Технический регламент, регулирующий безопасность деятельности и являющийся аналогом Директивы в Европейском Союзе. С образованием Таможенного Союза в 2010 году между Республикой Беларусь, Российской Федерацией, Казахстаном Технический регламент разрабатывается совместно тремя государствами, учитывая национальные интересы каждого из них. Такой документ имеет статус Технического регламента Таможенного Союза.

Переход некоторых национальных операторов магистрального трубопроводного транспорта в собственность к российским акционерным обществам обусловил изменение подхода в использовании технических нормативных правовых актов данными операторами. В настоящий момент в осуществлении своей деятельности они пользуются не только белорусскими техническими нормативными правовыми актами, но и техническими нормативными правовыми актами российских компаний-собственников. Такие акты являются собственностью российской компании-собственника и зачастую предназначены лишь для служебного пользования.

В данном случае операторы объектов магистрального трубопроводного транспорта могут быть не осведомлены о той системе технических нормативных правовых актов, которая существует у каждого из них. Это обстоятельство приводит к ситуации, при которой один оператор разрабатывает технический акт на некоторый процесс в качестве стандарта предприятия, другой оператор – в качестве технического кодекса, а у третьего оператора такой технический акт отсутствует. Поэтому крайне важным представляется внедрение опыта обмена информацией между операторами о действующих на предприятии технических актах. Как следствие, такая практика позволит создать единую базу наименований технических нормативных правовых актов национальных операторов трубопроводного транспорта. Наличие общей информационной базы наименований технических актов позволит повысить осведомленность и квалификацию специалистов предприятий, объединить усилия в разработке необходимых технических актов, ускорить процесс гармонизации технических актов российских компаний-собственников с национальными техническими актами, выделить первоочередные процессы, для которых необходима разработка технических актов.

В дополнение, представляется целесообразным выявить не только технические нормативные правовые акты, требующие пересмотра, но также рассмотреть инженерно-техническое содержание этих актов: определить устаревшие технологии, оборудование, организационные подходы, материалы, методы строительства, требования к эксплуатации; выделить инновационные технологии, рационализаторские предложения, современные материалы и оборудование, усовершенствованные организационные подходы и выбрать лучшие из них для включения в новые технические нормативные правовые акты.

Как следствие, вышеизложенные рекомендации можно сформулировать в виде трех положений: а) необходимо приступить к разработке в Беларуси национальной

Системы технических нормативных правовых актов в магистральном трубопроводном транспорте; б) необходимо сформировать перечень ТНПА, нуждающихся в разработке, актуализации или гармонизации с нормативной базой Таможенного союза; в) ввести в повседневную практику обмен информацией между операторами о действующих на предприятиях ТНПА и создать единую базу наименований технических нормативных правовых актов национальных операторов трубопроводного транспорта.

Глава 5. Обеспечение устойчивости объектов магистрального трубопроводного транспорта за счёт повышения уровня экологической безопасности путем совершенствования технического регулирования.

5.1.1. Признаки опасных участков магистральных трубопроводов в соответствии с действующими ТНПА.

Республика Беларусь имеет разветвленную сеть магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, и газопроводов. Магистральные трубопроводы охватывают все области республики. Общая протяженность трубопроводов составляет около 13 тысяч километров.

Магистральные трубопроводы относятся к опасным производственным объектам, и за ними осуществляется надзор структуры МЧС (Госпромнадзор).

Магистральные трубопроводы и их участки подразделяются на категории, требования к которым в зависимости от условий работы, объема неразрушающего контроля сварных соединений и величины испытательного давления приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность m	Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % от общего количества	Величина давления при испытании и продолжительность испытания трубопровода
V	0,60	Принимается по СНиП III-42-80*	
I	0,75		
II	0,75		
III	0,90		
IV	0,90		

Категории магистральных трубопроводов принимаются по таблице 5.2.

Таблица 5.2

Назначение трубопровода	Категория трубопровода при прокладке	
	подземной	наземной и надземной
Для транспортирования природного газа:		
а) диаметром менее 1200 мм	IV	III
б) диаметром 1200 мм и более	III	III
в) в северной строительной-климатической зоне	III	III

Для транспортирования нефти и нефтепродуктов:		
а) диаметром менее 700 мм	IV	III
б) диаметром 700 мм и более	III	III
в) в северной строительной-климатической зоне	III	III

Категории участков магистральных трубопроводов принимать по таблице 5.3.

Таблица 5.3

Назначение участков трубопроводов	Категория участков при прокладке					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродукто-проводов		
	под-зем-ной	назем-ной	надзе-мной	под-зем-ной	назем-ной	надзе-мной
1	2	3	4	5	6	7
I. Переходы через водные преграды:						
а) судоходные — в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметре трубопровода, мм:						
1000 и более	I	-	I	B	-	B
менее 1000	I	-	I	I	-	I
б) несудоходные шириной зеркала воды в межень 25 м и более — в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметре трубопровода, мм:						
1000 и более	I	-	I	B	-	I
менее 1000	I	-	I	I	-	I
в) несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м—в русловой части, оросительные и деривационные каналы	I	-	II	I		I
г) горные потоки (реки)	I	-	II	I	-	I
д) поймы рек по горизонту высоких вод 10%-ной обеспеченности при диаметре трубопровода, мм:						
700 и более	I	-	II	I	-	I
менее 700	II	-	II	I	-	I
е) участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10%-ной обеспеченности	-	-	-	I	-	II

2. Переходы через болота типа:						
а) I	III	III	III	II, III ¹	II, III ¹	II, III ¹
б) II	II	III	III	II	II	III
в) III	I	II	II	V	V	I
3. Переходы через железные и автомобильные дороги (на перегонах):						
а) железные дороги общей сети, включая участки длиной 40 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей, но не менее 25 м от подошвы насыпи земляного полотна дороги	I	-	I	I	-	I
б) подъездные железные дороги промышленных предприятий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей	I	-	II	III	-	II
в) автомобильные дороги I и II категорий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	I	-	I	I	-	I
г) автомобильные дороги II, III-п, IV, IV-п категорий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	I	-	I	III	-	I
д) автомобильные дороги V категории, включая участки длиной 15 м по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна	III	-	III	III	-	III
е) участки трубопроводов в пределах расстояний, указанных в табл. 4, примыкающие к переходам:						
через все железные дороги и автомобильные дороги I и II категорий	II	II	II	III	II	II
через автомобильные дороги III, III-п, IV, IV-п и V категорий	III	III	III	III	-	III
4. Трубопроводы в горной местности при укладке:	III	III	-	II	II	-
а) на полках						
б) в тоннелях	-	I	I	-	I	I
5. Трубопроводы, прокладываемые в слабосвязанных барханных песках в условиях пустынь	III	III	III	III	III	III

6. Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям: а) хлопковых и рисовых плантаций б) прочих сельскохозяйственных культур	II III	- -	- -	II III	- -	- -
7. Трубопроводы, прокладываемые по территории распространения вечномерзлых грунтов, имеющих при оттаивании относительную осадку свыше 0,1		II	II	II	II	II
8. Переходы через селевые потоки, конуса выносов и солончаковые грунты	II	-	II	II	-	II
9. Узлы установки линейной арматуры(за исключением участков категорий В и I)	II	II	II	III	-	-
10. Газопроводы на длине 250 м от линейной запорной арматуры и гребенок подводных переходов (за исключением участков категории В и I)	II	II	II	-	-	-
11.Трубопроводы на длине 100 м от границ примыкающих участков II категории, приведенных в поз. 3 е	III	III	III	III	III	III
12.Трубопроводы, примыкающие к территориям СПХГ, установок очистки и осушки газа, головных сооружений со стороны коллекторов и трубопроводов	I	-	I	II	-	I
13.Межпромысловые коллекторы	II	II	II	-	-	-
14.Узлы пуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов длиной 100 м, примыкающие к ним	I	I	I	I	I	I
15.Трубопроводы в пределах территорий ПРГ линейной части газопроводов	В	В	В	-	-	-
16.Трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах территорий КС, ПРГ, СПХГ, ДКС, ГРС. НПС. УЗРГ, включая трубопроводы топливного и пускового газа	В	В	В	I	I	I
17*.Узлы подключения в газопровод, участки между охранными кранами, всасывающие и нагнетательные газопроводы КС, СПХГ, УКПГ, УППГ, ДКС (шлейфы) и головных сооружений, а также газопроводы собственных нужд от узла подключения до ограждения территории указанных сооружений	I	I	I	-	-	-
18. Газопроводы, примыкающие к ГРС в пределах расстояний, указанных в поз. 8	II	II	II	-	-	-

табл. 4, а также участки за охранными кранами длиной 250 м						
19. Трубопроводы, примыкающие к секучему крану УЗРГ и ПРГ, длиной 250 м в обе стороны	I	I	I	-	-	-
20. Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т.п.) в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации		-	-	II	-	-
21. Пересечения с коммуникациями, приведенными в поз. 20, и между собой многониточных магистральных газопроводов диаметром свыше 1000 мм и давлением 7,5 МПа (75 кгс/см ²) и более нефтепроводов диаметром свыше 700 мм в пределах 100 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации	I	-	-	II	-	-
22. Пересечения (в обе стороны) в пределах расстояний, указанных в поз. 12 табл. 4*, с воздушными линиями электропередачи напряжением, кВ: а) 500 и более б) от 330 до 500 в) до 330	I II III	I II III	I II III	I II III	I II III	- - -
23. Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям		II	II	II	II	II
24. Переходы через овраги, балки, рвы и пересыхающие ручьи	III	III	III	III	III	III
25. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, прокладываемые вдоль рек шириной зеркала воды в межень 25 м и более, каналов, озер и других водоемов, имеющих рыбохозяйственное значение, выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до 300 м при диаметре труб 700 мм и менее; до 500 м при диаметре труб до 1000 мм включ.; до 1000 м при диаметре труб свыше 1000 мм	-	-	-	I	I	I (без предварительного гидравлического испытания на трассе)

<p>26. Газопроводы, нефте- и нефтепродуктопроводы, прокладываемые в одном техническом коридоре, в местах расположения УЗРГ, ПРГ, узлов установки линейной запорной арматуры, пуска и приема очистных устройств, узлов подключения КС, УКПГ, УППГ, СПХГ, ДКС, ГС в трубопровод в пределах расстояний, указанных в поз. 9, 10, 14, 15, 17 и 19, а от узлов подключения КС в трубопровод в пределах 250 м по обе стороны от них</p>	<table border="1"> <tr> <td>П</td> <td>П</td> <td>П</td> <td>П</td> <td>П</td> <td>П</td> </tr> </table> <p>(если они не относятся к более высокой категории по виду прокладки и другим параметрам)</p>	П	П	П	П	П	П
П	П	П	П	П	П		

5.1.2. Анализ технического состояния объектов приема, хранения и распределения нефтепродуктов.

В результате ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов образуются опасные для рабочих и окружающей среды нефтесодержащие отходы (НСО) [28]. Как правило, после сбора загрязненные нефтепродукты (ЗНП) не могут использоваться по их прямому назначению и подлежат утилизации.

По данным [60], загрязнение вод ЗНП и НСО составляет более 30% общего техногенного загрязнения. Данные отходы подлежат обязательному сбору и утилизации, а в отдельных случаях – уничтожению [28, 60, 81].

В Республике Беларусь темпы прироста количества отработанных растворов, а также отходов эмульсий и смесей нефтепродуктов превышают от 3 до 10 раз темпы прироста отходов в среднем по республике в целом [78], что требует принятия и проведения мер, направленных на улучшение ситуации. Накопление этих отходов во многом объясняется теми требованиями, которые предъявляются к отработанным нефтепродуктам, предназначенным для регенерации, очистки и использованию взамен или наряду с другими нефтепродуктами. Так, согласно ГОСТ 21046 смеси отработанных нефтепродуктов, предназначенные для использования в качестве компонента котельного топлива, должны иметь массовую долю механических примесей не более 1%, массовую долю воды не более 2%, кроме того в них должны отсутствовать загрязнения. Для выполнения требований ГОСТа необходимо наличие на предприятии дорогостоящего специализированного оборудования. Это в свою очередь, в сочетании с большими расходами на транспортировку к местам централизованной приемки для большинства предприятий делает сбор, регенерацию и утилизацию экономически нецелесообразными.

Для таких предприятий является перспективным поиск способов применения ЗНП и НСО непосредственно на предприятии или на предприятиях данного региона, причем желательно с минимальными затратами на очистку и переработку, путем использования их для приготовления товарных продуктов, не требующих высокой степени очистки сырья от механических примесей и для которых наличие воды в них является скорее преимуществом, чем недостатком.

Загрязненные нефтепродукты и другие НСО с одной стороны, представляют угрозу для здоровья и жизни работников, населения и окружающей среды, а с другой – могут служить источником вторичных материальных ресурсов. Поэтому разработка технических методов и средств безопасной переработки и утилизации ЗНП и различных НСО крайне необходима и является важной научной задачей.

5.2.1. Объекты окружающей среды, подвергающиеся воздействию магистральных трубопроводов, вследствие аварий.

При аварийных ситуациях на магистральных трубопроводах антропогенному вредному воздействию подвергаются все объекты окружающей среды: приземный слой атмосферы. Почвенно-растительный комплекс, животный мир, поверхностные и подземные воды. В зависимости от того какой продукт перекачивается и на каком участке магистрального трубопровода произошла авария воздействия на определенные компоненты окружающей среды будут более или менее значительными. Если рассмотреть категорированные участки согласно [83], то можно выявить следующие закономерности.

Для нефтепроводов и нефтепродуктопроводах высшей категории опасности являются участки, пересекающие водные преграды (реки, озера, водохранилища) и болота 3 категории.

В случае аварии на нефтепроводе источником воздействия является утечка нефти и нефтепродуктов на подводных трубопроводах. Наибольшую опасность для окружающей среды представляет распространение нефти по руслу реки, тем самым это приводит к ухудшению качества воды и условий обитания водных организмов и растений. В случае образования поверхностных пленок, содержащих нефтяные углеводороды, нарушается газообмен на границе воздух-вода. Загрязняющие вещества, поступающие в раствор, могут аккумулироваться в тканях и органах гидробионтов и оказывать токсическое воздействие на них. Сброс тяжелых фракций нефти на дно и длительная повышенная мутность воды приводит к гибели от удушья малоподвижных форм: у выживших рыб и моллюсков сокращается скорость роста за счет ухудшения условий питания и дыхания, не редко изменяется видовой состав данной экосистемы. На участках болот при аварийных разливах нефти происходит загрязнение не только поверхностных вод, но и подземных, а также торфяных залежей. При загрязнении болот подвергаются негативному воздействию растения и животные, обитающие в этих экосистемах. Торфяники, пропитанные нефтью или нефтепродуктами, могут длительное время удерживать углеводородные соединения и при подъеме грунтовых вод (дожди, таяние снега) происходит распространение загрязнения на большие территории. В случае гидрологического соединения болота с рекой продукты аварийного разлива могут попасть в реку.

На участках, где нефтепроводы и нефтепродуктопроводы проложены на пахотных или землях лесного фонда при авариях происходит загрязнение ценных сельскохозяйственных и лесных угодий. Почва значительно менее подвижна, чем атмосферный воздух или поверхностные воды, и поэтому практически не располагает таким мощным фактором естественного самоочищения, свойственным другим средам, как очищение. Антропогенные загрязнения нефтью или нефтепродуктами попавшие в почву могут накапливаться. Загрязнение почв влияет на плодородие, тем самым на растительность. Вредному воздействию подвергаются растительный мир, уничтожение культурных посевов. Животные, средой обитания которых, является почва, в ре-

результате аварийных разливов нефти чаще всего погибают. На лесных угодьях в результате уничтожения, при авариях растительности, уменьшается пищевая база животных, тем самым наносится вред их популяциям.

При авариях на нефтепроводах и нефтепродуктопроводах происходит и загрязнение приземного слоя атмосферы за счет испарения легких фракций нефти или нефтепродукта. Наибольшее воздействие на приземный слой атмосферы при авариях происходит при сжигании нефтепродукта. Продукты сгорания нефти отравляют приземные слои атмосферы. Катастрофические аварии с пожарами происходят на насосных станциях в резервуарных парках. При разгерметизации резервуара и возгорании большого объема нефти или нефтепродукта происходит загрязнения приземного слоя атмосферы продуктами горения и уничтожение почвенно-растительного покрова вблизи резервуара.

При авариях на газопроводах наиболее опасные воздействия происходят на приземный слой атмосферы при разрывах газопровода. В случае взрыва и возгорания газа происходит уничтожение растительного и животного мира. Наиболее опасные аварии согласно [83] на участках высшей категории. К таким участкам относятся трубопроводы в пределах территории ПХГ, КС, ГРС, ПРГ. Большие объемы газа, хранящиеся на данных объектах, могут спровоцировать взрыв и возгорание. При таких катастрофических авариях пожар уничтожает растительность и животных находящихся вблизи этих объектов. Такое вредное воздействие может быть на довольно больших участках прохождения газопровода и зависит от величины повреждения и выхода газа из трубопровода.

Проведенный анализ показывает, что все компоненты окружающей среды (приземный слой атмосферы, поверхностные и грунтовые воды, почвенно-растительный покров и животный мир) подвергаются негативному воздействию при авариях на магистральных трубопроводах. В большей степени это воздействие проявляется при авариях нефтепроводах и нефтепродуктопроводах объектов на них. На газопроводах опасны аварии сопровождающиеся взрывом и пожаром.

5.2.2. Мероприятия по снижению экологической нагрузки на предприятиях по распределению нефтепродуктов.

Наиболее радикальное средство защиты окружающей среды заключается в совершенствовании технологических процессов, в результате протекания которых образуются вредные отходы производства [28, 81, 27]. Необходимость утилизации ЗНП обусловлена также тем, что их захоронение и уничтожение (в основном путем сжигания) вызывает, как правило, большие экологические проблемы при значительных затратах [28].

Водный кодекс Республики Беларусь [10] допускает отведение сточных вод (СВ) в водные объекты лишь в том случае, если «оно не приведет к превышению установленных норм предельно допустимых концентраций веществ в водном объекте, и при условии очистки водопользователем СВ до пределов, установленных органами государственного управления по природным ресурсам и охране окружающей среды».

Для очистки СВ от нефтепродуктов (НП) используют механические, физико-химические, химические, биохимические и комбинированные способы очистки [18, 28].

Механические способы включают процеживание, отстаивание, фильтрование, центрифугирование.

Механическая очистка загрязненных растворов технических моющих средств (ТМС) позволяет более успешно регенерировать данные растворы и тем самым не только снизить потребность в новых, но и значительно снизить объем СВ, содержащих нефтепродукты (НП), которые подлежат очистке и утилизации.

Процеживание проводят через решетки и сита, установленные перед отстойниками с целью извлечения из СВ или растворов ТМС крупных примесей, которые могут засорить трубы и каналы.

Отстаивание, как правило, происходит в различных ловушках и буферных емкостях. Исследования, проведенные П. С. Беловым, А. И. Жуковым, А. А. Денисовым [42, 54], показали, что экономически целесообразно отстаивание проводить не более 24 часов, так как дальнейшее увеличение времени отстаивания не приводит к существенному снижению содержания НП. Поэтому применение данного метода оправдано в качестве предварительного как при регенерации растворов ТМС, так и при переработке и утилизации НСО и СВ. Применение этого метода позволяет удалить всплывающие механические примеси и оседающие нефтесодержащие шлаки (шламы), а также всплывающие НСО.

При переработке и утилизации ЗНП и отработанных растворов ТМС применение метода отстаивания позволяет слить из емкости СВ с более низким содержанием НП, повысив тем самым содержание НП в оставшихся в емкости отходах.

Фильтрование. Более глубокое (по сравнению с отстаиванием) выделение нефтяных загрязнений из СВ достигается фильтрованием через различные зернистые материалы: керамзитовый песок, горелые породы, чугунолитейный шлак, торф, кокс и др. Этот процесс зависит от крупности зерен загрузки и скорости потока воды. Для

очистки нефтесодержащих СВ применяют фильтры различных конструкций в сочетании с другими устройствами, например, отстойниками и нефтеловушками. Периодическая регенерация зернистого фильтрующего слоя – одно из неперенных условий работы фильтров. В качестве зернистых загрузок эффективно использовать природные и синтетические сорбенты [18, 74].

Центрифугирование осуществляется в центрифугах и гидроциклонах. Как отмечает А. А. Адельшин [8], использование гидроциклонов позволяет по сравнению с другими механическими методами повысить скорость и качество очистки нефтесодержащих СВ.

Механическими способами очистки удаляют только плавающие НП и нефтешлаки. Эмульсированные и растворенные НП не извлекаются из СВ, поэтому механическая очистка в этом случае неэффективна. Однако она позволяет уменьшить содержание НП в СВ, способствуя тем самым снижению затрат на дальнейшую очистку. Следует отметить необходимость решения задач удаления и последующей утилизации всплывающих примесей и НП, а также нефтешламов [18, 28].

Физико-химические способы используют на практике для удаления эмульгированных и коллоидных НП из СВ.

Коагуляция и флокуляция. В составе очистных сооружений, считает В. Л. Грузинова [14], в качестве основных элементов присутствуют коагуляционная обработка и фильтрование. На практике для очистки нефтесодержащих СВ применяется анионный флокулянт – полиакриламид.

Исследования, проведенные Л. Б. Гришиным [14], показали, что при очистке нефтесодержащих СВ катионные флокулянты эффективнее, чем анионные. Перемешивание позволяет равномерно и быстро распределить флокулянты. Хороший эффект даёт обработка СВ коагулянтами в сочетании с флокулянтами.

Флотация. Флотационная очистка предполагает введение в очищаемую воду поверхностно-активных веществ, способствующих укрупнению эмульгированных частиц, что приводит в отдельных случаях к загрязнению очищаемых СВ.

В промышленности используют флотацию с применением коагулянта. Для активизации процесса растворяют в СВ воздух по напорной и вакуумной схемам, Л. Б. Гришин [14] указывал на эффективность установки «Механобр» № 4, в которой воздух распыляется турбиной насосного типа.

На практике для очистки нефтесодержащих СВ используют флотацию как с добавлением реагентов, так и без них [28]. Для СВ нефтебаз находят применение напорная флотация с добавлением минеральных коагулянтов, природных сорбентов, полиэлектролитов и других реагентов. Очистка флотацией до 20 раз эффективнее отстаивания.

Сорбция. Как показали исследования Е.В. Кузнецовой [47], сорбция является эффективным методом очистки СВ, позволяющим извлечь ценные вещества, растворенные в СВ, для их последующей переработки и утилизации. Сорбция применяется как самостоятельный метод очистки СВ, так и в комбинации с биологической очисткой.

Достаточно глубокая очистка нефтесодержащих СВ может быть достигнута на завершающих стадиях путём применения природных сорбентов органического и минерального происхождения [15].

Сорбционная очистка СВ от НП позволяет достичь требуемых гигиенических нормативов. Этот метод используется в основном на стадии доочистки, вследствие высокой стоимости сорбентов. Внедрение сорбционных методов в практику очистки СВ сдерживается недостаточным объемом выпуска сорбентов, их высокой стоимостью и дефицитностью сырья для приготовления, а также сложностью оборудования. Поэтому они не нашли широкого применения при очистке стоков от НСО, образующихся на малых и средних предприятиях.

Для очистки СВ от НСО редко используют технологии на основе методов *ионного обмена и экстракции* [57].

Обратный осмос, нанофильтрация и ультрафильтрация представляют мембранные методы очистки СВ [27, 28, 67], которые отличаются механизмом действия, свойством мембран, типом разделительных элементов. Применение их в различных отраслях промышленности для очистки нефтесодержащих СВ позволяет вторично использовать выделенные НП и очищенную воду.

Широкое использование в промышленности сдерживается тем, что при использовании мембранных методов очистки СВ от НСО необходима предварительная очистка СВ, к тому же скорость фильтрования низкая.

Электрохимические способы. Данные способы для очистки СВ от НСО применяют в технологических процессах анодного окисления и катодного восстановления, электрокоагуляции, электрофлокуляции и электродиализа [22, 28, 66].

Как отмечает Я. Д. Вишняков [66], возможно эффективно разрушать нефтесодержащую эмульсию в электрическом поле. Разработаны технологии электрохимической очистки СВ электрокоагуляционным методом с применением стружечного анода. Все большее применение находит электрофлотация.

Основным недостатком электрохимических методов очистки нефтесодержащих СВ является большой расход электроэнергии и, как следствие, высокая себестоимость очистки. Кроме того, необходимо постоянно учитывать множество факторов, влияющих на качество очистки (форма и размеры электродов, напряженность электрического поля, плотность, электропроводность и вязкость материалов, режимы течения СВ и др.). Также причиной низкого качества очистки и повышенного содержания НП в очищенных СВ являются некачественные коагулянты и флокулянты [14, 15, 66].

Химические способы предполагают введение в очищаемую воду химических реагентов, часто имеющих высокую стоимость. К химическим способам относят *нейтрализацию, окисление и восстановление* [22, 66]. Вредные вещества в результате реакций переходят в нетоксичные продукты или выпадают в осадок, который затем отделяют механическими способами. Развиваются технологии очистки СВ, содержащих нефтепродукты, на основе окислительных методов с применением пероксида водорода, активного хлора и озона, перманганата калия.

Как считает И. В. Стрепетов [91], при применении озона и хлора для очистки СВ, содержащих нефтепродукты, необходим постоянный контроль токсикологических характеристик очищенной воды для предотвращения образования более токсичных вод. То есть применение данных методов может привести к еще более серьезным угрозам для окружающей среды, чем воздействие НСО.

Биохимические способы используют для удаления НП с применением водной растительности в биопрудах и микроорганизмов [66]. К микроорганизмам, участвующим в многоступенчатой системе биологической очистки СВ, относятся бактерии, грибки, дрожжи, микроводоросли. При этом приоритетную роль играют бактерии.

Биологическое окисление, отмечает Д. А. Филатов [104], применимо только при низкой концентрации НП в очищаемых СВ, при строгом соблюдении температуры и рН среды. Кроме того, в процессе биохимической очистки образуются большие массы осадков, которые необходимо утилизировать либо обрабатывать с целью уменьшения загрязнения биосферы. Все это отрицательно сказывается на себестоимости очистки.

Комбинированные способы очистки. В настоящее время для очистки СВ, содержащих нефтепродукты, все чаще проектируются и строятся не отдельные установки, а комплексные сооружения [22, 28, 66], включающие отстойники, с установленными перед ними решетками и ситами; нефтеловушки; фильтры различных конструкций; центрифуги и гидроциклоны; флотаторы; биопруды и другие установки и сооружения. При огромных первоначальных капитальных вложениях применение комплексных способов очистки позволяет снизить текущие расходы и повысить качество очистки. Однако такие комплексы, как правило, рассчитаны на большие объемы СВ, что неприемлемо для производства, занимающегося ремонтом машин и оборудования.

В подавляющем большинстве стран мира в промышленных СВ допустимая концентрация НП не может превышать 50 млн^{-1} [22], что, исходя из изложенного выше, требует значительных капитальных и текущих затрат на системы очистки СВ до требуемых законодательством предельно допустимых концентраций.

Представляется возможным поиск способов использования СВ, содержащих НП, на самих предприятиях в технологических процессах, которые не требуют высокой степени очистки от НП, в частности при приготовлении эмульсий на основе НСО различного назначения вместо товарных продуктов.

5.3.1. Анализ методов защиты объектов окружающей среды при авариях на нефтепроводах, предусмотренных ТНПА.

Разлившаяся в результате аварии нефть, вступает в различные виды взаимодействия с компонентами геосферы (механическое, физическое, химическое, биохимическое и т. п.) и её перемещение после аварии зависит от присущих ей свойств и условий внешней среды. Поведение нефти и её состояние во многом определяет характер, развитие и последствие аварии, и должны в полной мере учитываться при прогнозе аварий и создании средств защиты водных объектов.

Характер, развитие и последствия АМНП зависят от очень большого количества факторов. На начальном этапе исследования эти факторы выявляются, а затем формализуются в виде предикатов, в качестве которых выступают свойства (признаки), присущие элементам технического объекта и геоландшафта. Следует отметить, что изучения действующих факторов осуществляется на основе анализа реальной ситуации и присутствует при построении моделей любого вида.

АМНП по количеству и характеру действующих параметров является неизмеримо более сложным явлением, чем отдельный физический процесс, и в этом случае, безусловно, начальный этап создания модели этого явления состоит в его изучении и выявлении факторов, влияющих на него.

После принятия Закона Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации» [24] государственные стандарты не являются обязательными для исполнения субъектами хозяйствования в случае, если принят технический регламент в данной области. В то же время государственные стандарты являются обязательными, если на них дана ссылка в техническом регламенте. Тем не менее, если оператор выполняет требования государственного стандарта, то предполагается, что он автоматически выполняет и требования технического регламента, т.е. выполняется презумпция соответствия. По этой причине операторы стараются выполнять требования стандартов. Из-за многочисленности государственных стандартов на оборудование и процессы, а также из-за того, что стандарты могут быть не обязательны для исполнения, представляется целесообразным не перечислять государственные стандарты в области магистрального трубопроводного транспорта. Стандарты предприятия традиционно разрабатываются ведущими специалистами организации для обеспечения удобства выполнения работ, упорядочения деятельности, учета новых технологий и процессов, внедрения самостоятельно разработанного оборудования в текущей операционной деятельности. В каждой организации к порядку обозначения стандарта предприятия предъявляются свои требования. Стандарты предприятия являются собственностью предприятия и используются для внутреннего использования. Учитывая их многочисленность и закрытость к доступу многих из таких стандартов, представить их обзор не представляется возможным.

5.3.2. Апробация предложений по минимизации экологической нагрузки на предприятии по распределению нефтепродуктов «Витебскоблнефтепродукт»

Рассмотрим возможность снижения экологической нагрузки на примере предприятия по распределению нефтепродуктов «Витебскоблнефтепродукт». Регенерацию осуществляют при очистке начавших терять свои эксплуатационные свойства загрязненных НП, которые, как правило, предварительно сливают из технологического оборудования. Регенерация НП осуществляется с использованием сложных технологических процессов, основанных на физических и химических методах, и требует больших капитальных вложений.

Нефтяные масла. Следует отметить серьезный недостаток существующих технологий очистки масел – низкая производительность процесса [18, 27, 81].

Среди применяемых в промышленности процессов следует отметить технологию PROP [81] (компания Phillips Petroleum, США), схема которой представлена на рисунке 5.1. Преимуществом ее является возможность получения товарных моторных масел без добавления свежих продуктов. Большинство действующих промышленных установок не имеют стадии перегонки, что вместе с отсутствием контроля предела выкипания конечного продукта является недостатком этого процесса. Современные промышленные установки основаны на комбинировании с секцией фракционирования масла. Процесс требует значительных капитальных и текущих затрат. Установка выходит на положительную рентабельность при объеме переработки более 30 000 м³/год. Однако даже самые крупные предприятия Беларуси не в состоянии обеспечить такой объем, а большие транспортные расходы в сочетании со сложностью организации эффективного процесса сбора и доставки масел, подлежащих регенерации, делают нецелесообразной возможность использования процесса для всей страны.



Рисунок 5.1. – Схема процесса PROP

Растворы ТМС. Для отработанных растворов ТМС технологические машины, реализующие способы отстаивания, коагуляции и флотации, применяют при создании индивидуальных и централизованных пунктов регенерации этих растворов. Длительное использование растворов предполагает периодическое удаление загрязнений и добавку свежего продукта. Очистка и восстановление первоначальных свойств работающих растворов ТМС на месте потребления позволяет снизить их расход примерно на 40%, устранить коррозию оборудования, неприятные запахи и на 94% снизить возникновение дерматитов у обслуживающего персонала [27].

Установлено, что в настоящее время отсутствуют технологии регенерации отработанных пластичных смазок (ОПС), которые можно эффективно использовать в условиях производства [20, 27].

По окончании срока службы смазочных материалов природоохранный аспект должен превалировать над экономическим, учитывающим исключительно выгоду и техническую целесообразность повторного использования нефтесодержащего продукта. Поэтому бесконечная регенерация невозможна. Наступает стадия утилизации НСО и отработанных растворов ТМС.

5.4.1. Анализ действующих ТНПА по вопросам защиты объектов окружающей среды, расположенных вблизи трасс магистральных нефтепроводов

Физические процессы, совокупность которых образует механизм развития аварии и обуславливает её последствия, находятся во взаимодействии, а их параметры формируются под одновременным влиянием большого числа различных факторов. Для полноты учёта всех факторов влияния, воздействующих на ход физических процессов, а, следовательно, на развитие и последствия аварии, необходимо рассмотреть *аварию как последовательность событий, связанных с взаимодействием разлившейся нефти с окружающей средой*. Для полноты анализа необходимо обеспечить полноту учёта всех событий, которые могут иметь место при развитии аварии и физических процессов и полноту, и обоснованность учёта параметров.

Рассмотрим эти процессы:

1. *Истечение нефти из трубопровода*. Процесс истечения нефти из трубопровода описывается хорошо известными гидравлическими соотношениями, на основе которых созданы нормативные методики расчёта. *Определяющими параметрами* этого процесса, влияющими на развитие и последствия аварии являются масса нефти, вытекшей из трубопровода - $M_{сбр}$. и время, в течение которого происходило истечение нефти из трубопровода – $t_{сбр}$.

2. *Перемещение разлившейся нефти по поверхности земли*. При аварии на подземном участке нефтепровода разлившаяся нефть, мигрируя по поверхности земли, может достичь расположенного на некотором расстоянии от места аварии ВО. На этой стадии развития аварии происходят такие физические процессы:

- растекание по горизонтальной или течение слоя (плёнки) нефти по плоской наклонной поверхности;
 - фильтрация нефти в грунт;
 - адгезия нефти на поверхности грунта и растительности;
- процесс деградации нефти и изменение её физических свойств.

Для физических процессов, протекающих на стадии движения нефти по поверхности земли, *определяющими параметрами* являются масса нефти, оставшаяся на поверхности земли и впитавшаяся в грунт – $M_{гр}$. и испарившаяся в атмосферу – $M_{атм}$.

3. *Движение нефти в воде при аварии на подводном переходе*. АМНП на подводных переходах влекут за собой самые тяжёлые экологические последствия. Они развиваются стремительно, нефть начинает поступать непосредственно в водоток с момента разгерметизации нефтепровода. Поэтому при авариях на подводных переходах задача предотвращения попадания нефти в ВО не стоит и рассматривается только задача локализации и сбора нефти, находящейся на свободной поверхности водотока. При авариях на подводных переходах происходят такие физические процессы:

- всплытие нефти и формирование слоя нефти на поверхности водотока [i];
- движение слоя нефти на поверхности водотока;
- процессы деградации нефти и изменение её физических свойств;
- взаимодействие слоя нефти с берегами водотока и береговой растительностью.

В процессах всплытия нефти и движения слоя нефти по поверхности *определяющими параметрами*, заметно влияющими на развитие и последствия аварии, являются расстояние вдоль течения реки от подводного перехода до места всплытия струи нефти, вытекающей из отверстия в трубе на свободную поверхность водотока - L , скорость перемещения слоя нефти на поверхности водотока - v_n , форма нефтяного пятна в плане и толщина слоя нефти на свободной поверхности - δ_n .

В процессе деградации нефти при её нахождении в воде, за счёт испарения, эмульгирования, адгезии, растворения и потопления уменьшается её количество, которое может быть извлечено из воды, и изменяются физические свойства нефти (вязкость, плотность).

4. *Движение по поверхности водотоков и водоёмов, нефти, поступившей в водные объекты по притокам или с поверхности земли.* Процессы движения нефти по поверхности водотока в случаях, когда нефть в него поступает по притокам или с берега протекают, в основном, так же, как и при авариях на подводных переходах:

- движение слоя нефти на поверхности водотока;
- процессы деградации нефти и изменение её физических свойств;
- взаимодействие слоя нефти с берегами водотока и береговой растительностью.

5. *Движение нефти по водотокам, имеющим ледяной покров и по снежному покрытию.* АМНП, которые происходят в зимних условиях, отличаются рядом особенностей. При авариях на подземных нефтепроводах эти особенности вызваны наличием снежного покрова, а при авариях на подводных переходах и попадании нефти в водоток по притокам или с берега – наличием на водотоках ледяного покрова. Низкие температуры значительно снижают текучесть нефти, особенно при её движении по поверхности земли.

Наличие ледяного покрова приводит к уменьшению скорости движения нефтяного пятна и уменьшению количества нефти, которое может быть извлечено из воды из-за адгезии нефти со льдом. Физические процессы, происходящие при авариях в зимних условиях, достаточно сложны и их влияние на облик аварий изучены ещё недостаточно.

Рассмотрение физических процессов, имеющих место при АМНП, позволяет, на данном этапе, выявить *определяющие параметры*, влияющие на их облик. В качестве примера можно привести основные из этих параметров:

- масса разлившейся нефти ($M_{сбр.}$);
- время, в течение которого происходило истечение нефти из трубопровода ($t_{сбр.}$);
- расстояние от подводного перехода до места всплытия струи нефти, вытекающей из отверстия, на свободную поверхность водотока (L);
- скорость перемещения слоя нефти на поверхности водотока (v_n);
- масса нефти, впитавшейся в грунт и оставшейся на поверхности земли, на растительности или на снегу ($M_{гр.}$);
- масса испарившейся нефти ($M_{атм.}$)

Результаты рассмотрения физических процессов, сопровождающих развитие аварии позволяют нам:

– выявить возможность использования аналитических методов описания этих процессов на основе детерминированных зависимостей и оценить уровень сложности использования таких зависимостей;

– знание физических процессов, сопровождающих развитие аварии необходимо для прогнозирования возможных аварий на конкретном участке трассы с целью разработки планов ликвидации аварий;

– учёт всей совокупности физических процессов, образующих механизм развития аварии, позволяет выявить те параметры этих процессов, которые оказывают влияние на развитие и последствие аварии и, вслед за этим, установить факторы влияния на эти параметры. Это необходимо для оценки уровня экологической безопасности МНП и оценки эффективности системы защиты.

знание факторов влияния необходимо для построения структуры системы защиты, которая должна быть построена на воздействии на факторы влияния.

5.4.2. Защита объектов окружающей среды при авариях на предприятиях по распределению нефтепродуктов.

Переработка и утилизация отходов заключается в переводе их материала из метастабильного состояния, которое они приобрели в результате приготовления и использования, в стабильное состояние их компонентов, в котором они пребывали длительное время ранее в природе.

Нефтяные масла. Лишь небольшая часть (как правило, смеси различных отработанных нефтяных масел, собираемых централизованно на промышленных предприятиях), подвергается переработке для возврата в производство свежих продуктов [28, 60, 91].

Вторичная переработка с целью получения базовых масел различного состава и назначения осуществима только на крупных специализированных предприятиях и предполагает применение комплекса процессов на основе физических и химических способов (вакуумной перегонки, гидроочистки, экстракции и др.) [22, 91].

Ведущее место в утилизации НСО принадлежит странам Западной Европы [60], где созданы предприятия высокого технического уровня для их переработки. Этому способствует рост законодательных требований к экологическим свойствам товарных продуктов и охране окружающей среды.

Среди разнообразных промышленных процессов переработки нефтяных масел (НМ) применяют сернокислотную, адсорбционную, гидравлическую, экстракционную очистки, тонкопеночное испарение и ультрафильтрацию. Используют также комбинированный процесс PROP с использованием химического способа деме­таллизации масла.

Ведущее место в мире по объему перерабатываемого сырья занимают процессы с применением серной кислоты. Из мирового объема вторичной переработки масел на сернокислотную очистку приходится 80...87% ее объемов [3]. Основные способы из них следующие:

– кислотно-контактная очистка, в том числе совмещенная с атмосферно-вакуумной перегонкой, недостатками которой является возрастание количества трудно утилизируемых и экологически опасных отходов, а также невозможность удаления из отработанных масел высокотоксичных соединений хлора (в настоящее время в странах СНГ практически не используется);

– процесс IFP (Франция), в котором значительно снижен расход кислоты за счет использования в процессе жидкого пропана (выход основного продукта переработки более 80% мас.);

– процесс Matthys/Garap (Франция), в котором расход кислоты снижается за счет центрифугирования ОМ перед сернокислотной очисткой, которая комбинируется с атмосферной и вакуумной перегонкой (выход очищенного масла составляет до 2/3 мас.);

– процесс Meinken(Германия), характеризуется как самый экологичный и экономически эффективный из сернокислотных процессов (включает термический крекинг ОМ в диапазоне температур среды от 320 до 340 °С);

– процессы с термической обработкой сырья, перспективным из которых является немецкий процесс ENTRА (рисунок 5.2), требующий высокоточной регулировки температуры ($300 \pm 0,1$ °С) и обеспечения времени пребывания масла в зоне нагрева в течение нескольких тысячных долей секунды (доля базового масла достигает при этом 85%) [91].

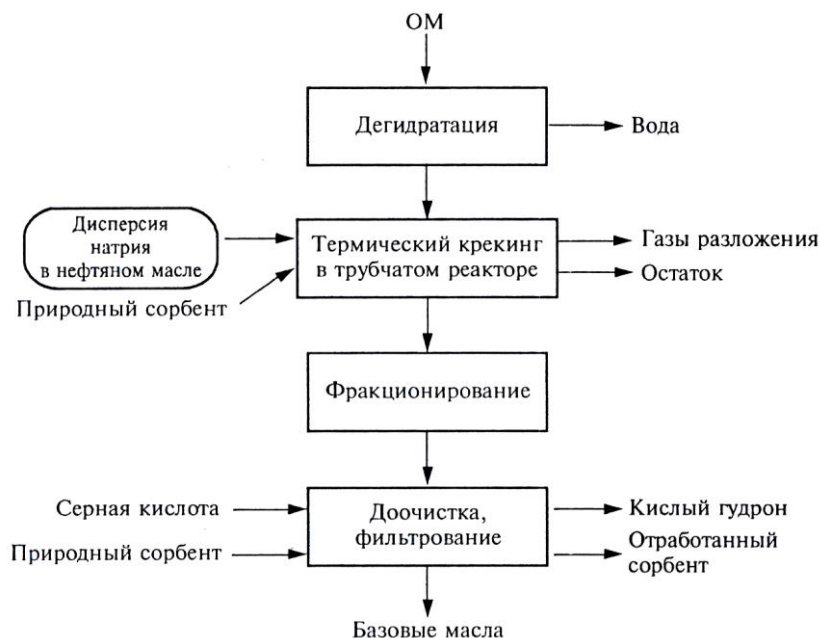


Рисунок 5.2. – Схема процесса ENTRА [3]

В настоящее время широкое распространение получили процессы на основе адсорбционной очистки с предварительным отгоном топливных фракций и воды. Они занимают более половины доли рынка вторичной переработки масел США [60].

Процесс Rotovac (Финляндия) [91] позволяет обеспечить выход регенерированного масла до 92% мас., но требует сбора ОМ строго по маркам, что в условиях производства практически невозможно. Следует отметить сложность процесса, включающего предварительное отстаивание ОМ, фильтрование, атмосферную перегонку при температуре 100 °С, вакуумную перегонку при температуре до 550 °С и диапазоне давлений 1...100 Па, контактную очистку с использованием кислотно-активированного диатомита и присадок.

Комбинированную переработку с использованием коагуляции адсорбции используют в России [19]. Основным недостатком которой является низкая активность используемых сорбентов (неактивированных глин), что существенно снижает качество конечных продуктов переработки. В Украине ведут исследования по регулировке сорбционных свойств различных дисперсных минералов, используемых для очистки ОМ, путем кислотной активации [28, 66].

Весьма перспективен процесс вторичной переработки моторных масел КТІ с тонкопленочным испарением [4]. Наибольшее практическое применение находит роторный испаритель фирмы Luw (Швейцария), состоящий из корпуса с обогревающей рубашкой и турбулизирующего ротора-сепаратора. Близкая к КТІ схема разработана

компанией BoothOilCo., Inc. (США). Ее отличие – включение в схему адсорбционной очистки.

В процессе Lubrex (Buss AG Verfahrenstechnik Luwa, Швейцария) в начале отработанные НП обезвоживают перегонкой с водяным паром, а затем очищают бикарбонатами или гидроксидом натрия в диапазоне температур от 230 до 260 °С [91]. Процесс включает перегонку в вакуумной колонне с ТПИ.

Процесс вторичной переработки масел Regelub (Франция) позволяет перерабатывать отработанные моторные и промышленные масла [3]. Он включает отгон топливных фракций и воды, термическую обработку с целью разрушения присадок при температуре 380 °С, ультрафильтрацию при температуре 380 °С, каталитическую гидроочистку и вакуумную перегонку. Основными преимуществами процесса Regelub являются экологическая чистота процесса, высокий выход и качество получаемых масел.

Все отмеченные выше процессы не могут быть реализованы в условиях предприятий, так как требуют больших капитальных вложений и больших объемов НСО, подлежащих переработке. Однако если в непосредственной близости от их реализуется один из указанных процессов, то возможна сдача этим предприятиям НСО для переработки.

Синтетические масла. В Евросоюзе в основном синтетические масла регенерируются с применением сернокислотной очистки, что приводит к постоянному росту объемов кислого гудрона [28].

Использование отработанных синтетических масел в качестве топлива имеет особенности [28, 91]. Это связано с тем, что если в нем присутствуют полиальфаолефины, то в смеси с нефтяными маслами они образуют двухфазную систему. В результате возникают сложности с перекачкой топлива, а главное – может нарушаться впрыск топлива и, как следствие, стабильность горения.

Пластичные смазки. Утилизация ОПС весьма специфична из-за твердообразного коллоидного состояния и многокомпонентного состава. Наиболее простым, но, как правило, крайне нерациональным способом является использование ОПС в качестве топлива. В этом случае отработанную смазку нагревают до температуры разжижения и при перемешивании в нее вводят керосин. При этом следует отметить неустойчивое горение такого топлива [20].

Известен способ переработки, позволяющий из ОПС экстрагировать масла с помощью растворителя на основе ацетона. Однако это может отрицательно влиять на окружающую среду и человека [20, 27].

Разработана технология переработки ОПС (натриевых и натриево-кальциевых), основой которой являются перемешивание смазки с водой при температуре 80 °С и разделение полученной смеси на мыломасляную эмульсию и масло в результате отстаивания [20]. Эмульсию предложено использовать вместо метасиликата натрия (промышленного коагулянта при переработке отработанных промышленных масел), а масло – для приготовления свежих ПС. Следует отметить необходимость очистки как эмульсии, так и масла перед последующим использованием.

Высокий уровень защитных свойств позволяет рекомендовать вводить ОПС в состав противокоррозионных покрытий вместо используемых в таких композициях

мыл (НГМ-МЛ и др.). Могут приготавливаться профилактические смазки на основе ОПС для препятствия смерзанию и прилипанию к стенкам вагонов угля, гравия и других сыпучих грузов при транспортировке по железной дороге. Высокое содержание поверхностно-активных веществ в ОПС (мыла, продукты окисления, присадки) позволяет использовать последние в качестве эффективных добавок к указанным продуктам [91, 20]. Одним из негативных результатов такого использования является загрязнение почвы.

Растворы ТМС. Наличие в отработанных растворах ТМС нефтесодержащих продуктов повышает экономическую целесообразность их утилизации. Большинство способов переработки отработанных растворов ТМС включают разделение их на воду и масляный концентрат [28]. Масляный концентрат после очистки можно использовать для приготовления различных товарных продуктов, но на практике в большинстве случаев его утилизируют ресурсозатратными термическими способами, что экономически невыгодно [18, 91].

Распространены промышленные способы выделения масляной фазы из отработанных растворов ТМС с использованием химических реагентов. Лидером в этой области является фирма Alfa-Laval [91]. Каждая установка проектируется индивидуально в соответствии с характером и содержанием масла в эмульсиях. Для коагуляционного разрушения эмульсий в них вводят 2...3%-ный раствор хлористого магния. Степень чистоты выделенной воды позволяет сливать ее в городскую систему канализации. Основной недостаток – высокая стоимость оборудования.

Наиболее перспективными из физико-химических способов являются обратный осмос, ультрафильтрация, тонкопленочное испарение или электрохимические способы разрушения отработанных растворов ТМС, а также совмещение их с реагентными способами [28, 66].

Анализ литературных источников показал, что для отработанных растворов ТМС наиболее рациональными признаны сбор и утилизация непосредственно на местах потребления. Это связано с необходимостью разрушения и обезвреживания больших объемов эмульсионных отходов, а также с необходимостью параллельной очистки выделяемой из отходов воды.

Перед многими предприятиями остро стоит проблема утилизации отработанных растворов ТМС. Это объясняется двумя причинами: во-первых, сравнительно небольшие объемы этих жидкостей для большинства малых и средних предприятий делают установку специализированного оборудования по переработке и утилизации этих жидкостей экономически нецелесообразной; во-вторых, ввиду того, что основным компонентом отработанных растворов ТМС является вода, а транспортные расходы по доставке этих жидкостей на предприятия, оснащенные таким оборудованием, велики, то утилизация приносит убытки. Этот факт подталкивает многие предприятия к нелегальному сбросу отработанных растворов ТМС в СВ, что несет колоссальную потенциальную угрозу окружающей среде.

Таким образом, для предотвращения этого явления необходимо проведение исследований по поиску способов использования таких жидкостей непосредственно на предприятии либо на других предприятиях данного региона.

5.4.3. Оценка уровня экологической безопасности магистральных трубопроводов Республики Беларусь

Проведение оценки безопасности позволяет иметь возможность повлиять на величину потенциальной опасности, создаваемой предприятием трубопроводного транспорта. Методики, позволяющие оценить потенциальную опасность, а, соответственно, рассчитать присущие опасности риски содержатся в [12] и [101]. Согласно этим документам рассчитывается величина индивидуального и коллективного риска для персонала площадочных объектов (например насосной станции, резервуарного парка, нефтебазы и др. объектов) и проживающего поблизости населения. Основной акцент в данных методиках направлен на обеспечение социальной безопасности, а не экологической.

Линейная часть магистрального трубопровода имеет специфические особенности, заключающиеся в принципиально ином взаимодействии промышленного объекта с окружающей средой. Линейная часть проходит по разнообразным территориям с различными геологическими, климатическими, гидрологическими и другими условиями. На линейной части магистрального трубопровода в отличие от площадочных сооружений аварийные ситуации сложнее обнаружить в силу большой протяженности линейной части, заглубленности и отсутствия персонала. Основное воздействие на окружающую среду при аварии на линейной части проявляется не в социальной, а в экологической сфере. В таком случае применение методик, прописанных в [12] и [101] не дает возможности провести оценку экологической опасности.

Для оценки уровня экологической безопасности магистральных трубопроводов могут быть использованы как количественные, так и качественные методы. Количественная оценка экологической опасности может быть затруднена из-за больших массивов оценочных данных, а для быстрого оценивания опасности наиболее приемлема качественная оценка. Предлагаемый метод оценки уровня экологической безопасности магистральных трубопроводов основан на качественном подходе. В качестве признака, на основе которого можно проводить качественную оценку уровня экологической опасности линейных участков магистральных трубопроводов и их ранжирование, выбрано взаимное расположение трассы магистрального трубопровода и тех объектов окружающей среды, которые в наибольшей мере могут быть подвергнуты воздействию при аварии на трубопроводе с формированием негативных последствий.

Одной из причин аварий на магистральных трубопроводах является несанкционированные вмешательства посторонних лиц, вероятность которых возрастает на участках трасс магистральных трубопроводов, которые проходят вблизи населённых пунктов. Повышение аварийности, вызванное действием этого фактора, приводит к повышению уровня экологической опасности трубопроводов на этих участках. В связи с этим критерием для оценки уровня экологической опасности линейных участков магистральных трубопроводов выбрано взаимное расположение трассы магистрального трубопровода и населённых пунктов, в зоне расположения которых вероятность такого вмешательства повышается.

При оценке уровня экологической безопасности магистральных трубопроводов

газопроводы и нефтепроводы необходимо рассматривались отдельно. Аварии на магистральных газопроводах могут создавать значительные негативные последствия в экономической и социальной сферах. В отличие от этого, экологические последствия имеют незначительный масштаб и проявляются, в основном, в виде загрязнения атмосферы природным газом, выходящим из аварийного газопровода и продуктами горения в случае, если при аварии возникают пожары. В связи с этим магистральные газопроводы по уровню экологической опасности можно выделить в отдельную группу. Степень их экологической опасности не зависит от ландшафтных условий на территориях, по которым проходят трассы газопроводов, и, следовательно, они образуют категорию трубопроводов, имеющих незначительный уровень опасности.

Негативные экологические последствия аварий на магистральных нефтепроводах возникают в случаях, когда аварии сопровождаются разливом нефти из повреждённого нефтепровода. Разлившаяся нефть воздействует на объекты окружающей среды, что и приводит к формированию негативных экологических последствий. При ранжировании линейных участков нефтепроводов по уровню экологической опасности наряду с видом объектов окружающей среды, которые могут быть подвергнуты загрязнению разлившейся нефтью, необходимо учитывать условия и возможности, которые существуют на данном линейном участке нефтепровода для проведения оперативных аварийно-спасательных мероприятий, направленных на минимизацию экологических последствий аварийных разливов нефти.

Наибольшую экологическую опасность, по масштабам последствий, представляет собой загрязнение трансграничных рек и особо охраняемых участков земли. Линейные участки нефтепроводов, аварии на которых могут привести к непосредственному загрязнению этих объектов окружающей среды отнесены к категории трубопроводов с наивысшей экологической опасностью. В эту категорию входят линейные участки нефтепроводов на подводных переходах через трансграничные реки в границах, ограниченных поперечным размером поймы реки в месте подводного перехода; линейные участки нефтепроводов, проходящие по территориям особо охраняемых участков земли. При авариях на таких участках вся разлившаяся нефть непосредственно поступает в трансграничную реку или на земли заповедника, что приводит к максимальным негативным экологическим последствиям.

К категории высокой экологической опасности можно отнести линейные участки нефтепроводов, проходящие по территориям водосборных бассейнов притоков первого и второго порядков трансграничных рек и по высоко увлажнённым участкам суши. В этом случае разлившаяся нефть по притокам первого и второго порядка через короткий промежуток времени мигрирует в русло трансграничной реки. Этот промежуток времени может быть меньше, чем время, необходимое для прибытия аварийно-спасательной службы и организации работ по ликвидации аварийного разлива.

Все остальные участки нефтепроводов, аварийные разливы нефти на которых неизбежно приводят к определённым негативным экологическим последствиям, могут быть отнесены к категории средней экологической опасности.

Таким образом, все магистральные трубопроводы, расположенные на территории Беларуси по уровню потенциальной экологической опасности можно ранжировать по четырём категориям. Первые три категории включают в себя магистральные

нефтепроводы и продуктопроводы, четвёртая категория состоит из магистральных газопроводов:

Первая категория - магистральные трубопроводы с наивысшей экологической опасностью;

Вторая категория - магистральные трубопроводы с высокой экологической опасностью;

Третья категория - магистральные трубопроводы со средней экологической опасностью;

Четвёртая категория - магистральные трубопроводы с незначительной экологической опасностью.

Учёт действия дополнительного критерия, связанного с близким взаимным расположением линейных участков трассы и населённых пунктов, который резко повышает возможность поражения людей при аварии, может быть осуществлён следующим образом: для линейных участков трубопроводов второй и третьей категории (нефтепроводы) близость населённых пунктов повышает категорию участка на один уровень. Повышать уровень экологической опасности трубопроводов первой категории (нефтепроводов) нецелесообразно, так как они уже имеют наивысший уровень потенциальной экологической опасности. Трубопроводы четвёртой категории (газопроводы) при аварии оказывают сильное влияние на жителей близлежащих населённых пунктов и слабое влияние на уровень потенциальной экологической опасности, поэтому повышение их уровня также не целесообразно.

5.5.1. Анализ действующих ТНПА по вопросам защиты объектов окружающей среды, расположенных вблизи трасс магистральных газопроводов.

Для осуществления промышленного надзора существует нормативная база, в которую входят СНиПы, ТКП, СТБ, ВСН, ГОСТы, стандарты организаций, эксплуатирующие магистральные трубопроводы. К сожалению, в РБ действуют устаревшие нормативные документы, разработанные в 80-е годы 20 столетия, однако основные положения этих документов актуальны и в наше время.

Основными документами, в которых рассматриваются признаки опасных участков магистральных трубопроводов, являются [83] и [84]. Для магистральных газопроводов и нефте- и нефтепродуктопроводов признаки опасных участков имеют отличие. Эти отличия появились, в следствии различных факторов влияния на окружающие объекты магистрального трубопровода. Все факторы можно классифицировать в зависимости от прочности и не разрушаемости трубопровода, а также последствиям в случае разрушения трубопровода.

В [83] приведены классификации магистральных трубопроводов, учитывающие факторы перечисленные выше.

Фактор влияющий на прочность и не разрушаемость трубопровода:

а) для магистральных газопроводов опасным признаком [83] влияющим на прочность и не разрушаемость определено давление внутри трубопровода, поэтому газопроводы разделены на 2 класса по давлению: I-класс- рабочее давление газа от 2,5 МПа до 10МПа; II-класс- рабочее давление газа от 1,2 МПа до 2,5МПа.

б) для магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов опасным признаком обозначенным СНиП 2. 05. 06 -85 влияющим на прочность и не разрушаемость определен диаметр трубопровода. По этому признаку нефтепроводы классифицируются в зависимости от величины диаметра трубопровода: I-класс- DN-1000-1400мм ; II-класс - DN-500-1000мм; III-класс - DN-300-500мм; IV-класс -DN-менее 300мм.

Чем выше класс магистрального трубопровода, тем большую опасность он представляет в случае разрушения. Для газопроводов это взрыв и пожар, для нефте- и нефтепродуктопровода количество вылившейся нефти и распространение по местности. Для предотвращения разрушения трубопроводов нормативами предусмотрено увеличение толщины стенки и качество металла.

Фактор влияющий на окружающие объекты магистрального трубопровода. Данный фактор в [83] учитывается при категорировании участков, по которым проложены магистральные трубопроводы.

а) при определении категории магистральных газопроводов высшая категория опасности обозначенная [83] определена для участков проходящих в пределах территорий ПРГ линейной части газопроводов и трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах территории КС, ПРГ, СПХГ, ДКС, ГРС, НПС, УЗРГ, включая трубопроводы топливного и пускового газа;

б) при определении категории магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов категория опасности обозначенная [83] определена для участков переходов через водные преграды:

1. Судосходные реки в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметре трубопровода - DN-1000мм и более.

2. Несудосходные реки шириной зеркала воды в межень 25 м и более -в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметре трубопровода - DN-1000мм и более.

3) Переходы через болота III-типа.

Кроме высшей категории опасности в [83] определены участки I, II и III категории в зависимости от значимости участков трубопроводов: подводные переходы, переходы через болота, переходы через железные и автомобильные дороги, узлы установки линейной арматуры, межпромысловые коллекторы, трубопроводы и в пределах территории КС, ПРГ, СПХГ, ДКС, ГРС, НПС, УЗРГ, пересечения с подземными коммуникациями, узлы подключения газопроводов, переходы через овраги, балки, рвы и др.

Кроме категорирования участков в [83] определены минимальные расстояния, которые учитывают класс трубопровода и диаметр трубопровода. Основным фактором определяющим минимальные расстояния от магистрального трубопровода являются степень ответственности объекта и необходимость обеспечения его безопасности. К таким объектом согласно СНиП 2. 05. 06 -85 относятся города и другие населенные пункты, отдельно стоящие здания, промышленные и сельскохозяйственные предприятия, железные и автомобильные дороги I и II категории, мосты, территории НПС, КС, ГРС, АГРС, вертодромы и посадочные площадки, электростанции, воздушные линии электропередачи, кабели международной связи и др. Компрессорные и насосные станции и газораспределительные станции также должны располагаться на минимальных расстояниях от перечисленных объектов.

5.5.2. Анализ аварийности на предприятиях по распределению нефтепродуктов Республики Беларусь

Экологически безопасное использование отработанных НСО предполагает их переработку с получением товарных продуктов самого различного назначения. По сути, эти отходы представляют собой ценное вторичное сырье, которое целесообразно использовать повторно [28, 29].

Смазочные материалы. Смеси отработанных масел, централизованно собираемые в различных отраслях промышленности, содержат ценные компоненты, необходимые для получения масел узкоспецифического назначения (маловязких типа И-8А и И-12А), извлечь которые, как правило, не удается при использовании традиционных способов очистки. Для этой цели предложен способ термодиффузионного разделения масел группы МИО [81], основанный на образовании градиента концентраций в многокомпонентных смесях вследствие наличия температурного градиента в термодиффузионных колонках аппарата АТР-3.

В странах СНГ проводятся исследования по вовлечению в производство пластичных смазок продуктов вторичной переработки масел [20, 21]. В качестве омыляющих агентов используют оксиды, гидроксиды или карбонаты натрия, лития, бария, алюминия.

Нефтесодержащие отходы производства могут служить сырьем для таких предприятий, которые расположены в близлежащих регионах.

Конструкционные материалы. Предложены способы отверждения отработанных масел. Получаемые продукты могут быть использованы для получения наполнителей и изоляционных материалов. Известны отвердители на основе ОМ.

Консервационные составы. Благодаря своим защитным свойствам масел могут быть использованы для производства консервационных составов без применения защитных присадок [28]. Известны случаи использования для консервации машин и агрегатов отработанных трансмиссионных масел после очистки их от механических загрязнений и воды. При этом необходимо проводить исследования с целью исключения коррозии оборудования. В случае необходимости требуется добавлять ингибиторы коррозии, в частности АКОР-1.

Покрyтия. Нанесение покрытий на рабочие поверхности форм для получения сборного железобетона является обязательной технологической операцией. Для этой цели расходуют большое количество смазочного материала, выбор которого играет важную роль в совершенствовании производства железобетонных изделий (ЖБИ). К материалам покрытий предъявляют следующие требования:

- повышенная адгезия к металлу и пониженная – к бетону;
- возможность механизации и автоматизации процессов приготовления и нанесения покрытий на поверхность форм;
- отсутствие потребности в очистке поверхности форм от остатка бетона;
- исключение возможности появления пятен и воздушных пор на поверхности изделий, прилегающих к форме;
- недопущение снижения прочности и плотности бетона в поверхностных слоях;

- придание противокоррозионных и защитных свойств;
- отсутствие веществ, вредных для здоровья рабочих;
- безопасность в пожарном отношении;
- компоненты материала не должны быть дорогостоящими и дефицитными.

В качестве материала покрытий применяют различные масла и растворы НП, отходы химической и мыловаренной промышленности и др. В производстве ЖБИ используют товарные: машинное, веретенное, трансформаторное и другие [26, 28]. Однако в связи с малой вязкостью они легко стекают с бортов формы, а также образуют масляные пятна на готовой продукции. Использование чистых масел повышает стоимость покрытий. Некоторые материалы, имеющие в своем составе керосин или дизельное топливо [28], являются пожароопасными и создают антисанитарные условия в цехах, негативно влияют на организм человека, одежду и обувь.

Установлено, что известные эмульсии типа «масло в воде» на основе отработанных масел для покрытия форм отличаются низкой стабильностью (из эмульсии выделяется масло) [26], а значит на поверхностях готовых ЖБИ могут оставаться темные пятна. Кроме того, приготовленную эмульсию необходимо непосредственно перед применением перемешать [26, 28], что усложняет технологический процесс изготовления ЖБИ.

В ряде случаев в качестве покрытий форм используют суспензии на основе глины, талька, графита, шлака, золы и других веществ. Эти покрытия предотвращают сцепление бетона с металлом форм, создавая между ними после испарения воды слой порошка – компонента суспензии. Однако глиняные и другие водные суспензии при укладке бетона легко повреждаются, и на форме остаются незащищенные покрытием места.

Использование раствора мыла в виде отходов мыловаренной промышленности наряду с достоинством (легкая разборка форм, гладкая и чистая поверхность изделия) [28] имеет и недостатки (быстрое зарастание формы бетоном, коррозия форм), так как в составе покрытия имеется поваренная соль. Следует отметить и сложность технологий приготовления данных покрытий: нагрев масел до 70...90 °С, кубового остатка производства мыла – до 60...65 °С, высокую вязкость, затрудняющую нанесение покрытия тонким слоем на поверхность форм для изготовления ЖБИ.

Известны случаи использования в составе антиадгезионного покрытия рапсового масла [22], метиловых эфиров жирных кислот рапсового масла [81], жирных кислот растительных масел [28]. Однако данные о промышленном использовании этих материалов не обнаружены.

Попытки использовать в качестве покрытий кремнийорганические соединения показали, что формы разбираются без затруднений и имеют хорошую чистую поверхность, однако покрытия получаются нестабильными и не нашли широкого применения.

Основным компонентом товарных материалов, используемых при изготовлении ЖБИ, являются масла. При этом обращает на себя внимание высокая цена данных материалов (таблица 5.4).

Цена товарных антиадгезионных материалов [104]

Наименование материала	Цена за 1 кг, BYN
Сепарен специаль	4,83
Смазка разделительная универсальная V40 SAWD 15	1,49
Смазка для форм и опалубки Normusend HLV-37 fast and strong	40,00
Смазка для опалубки Бетанол-С	2,61
Смазка для опалубки и форм ЖБ Масло 1-3	1,25
Смазка для опалубки Масло 1-8	1,25
Смазка для форм силиконовая	8,00 за 1 литр
Универсальный разделяющий спрей (смазка)	9,00 за 1 литр
Эмульсол Петрамин	2,51
Эмульсол РВ	1,44
Эмульсол Р	1,50
Эмульсол универсал	1,61
Эмульсол ЭГТ	1,67
АТ-5-Б	1,48

Для приготовления эмульсий и эмульсолов, используемых в качестве антиадгезионного покрытия форм, используют электрические мешалки (длительность процесса приготовления 5...8 часов) [29], ультразвуковое смешивание (например, в ванной с погруженным пьезокерамическим преобразователем с рабочей частотой обработки 22 кГц) [28].

Анализ литературных источников показал, что препятствиями на пути проведения исследований по разработке технологии утилизации НСО и отработанных растворов ТМС, позволяющей получить антиадгезионное покрытие для смазки форм при производстве ЖБИ, не уступающее по эффективности товарным смазкам и имеющее значительно более низкую себестоимость, являются отсутствие следующих факторов производства:

- технологий с низкой трудоемкостью процесса приготовления эмульсии;
- описания механизма эмульгирования двух несмешивающихся жидкостей путем разрушения поверхности их раздела ударными волнами, генерируемыми ПИ, определяющего условия образования эмульсии из НСО;
- разработанного состава эмульсии на основе НСО;
- исследований о влиянии состава эмульсии на ее стабильность;
- информации о способах устранения следующего недостатка – возможного появления темных жирных пятен на поверхности железобетонных изделий при наличии в составе покрытия (на основе НСО) мазута или дизельного топлива.

Топливо. Наибольший объем ОСМ используется в качестве топлива и в его производстве в смеси с другими нефтяными топливами [28]. Энергетические характеристики ЗНП близки к характеристикам котельно-печного топлива [28]. Применение ОСМ в качестве высококачественного топлива возможно в результате переработки этих отходов по сложным технологиям [81], в частности таким как процесс Sec-Feed (рисунок 5.3).

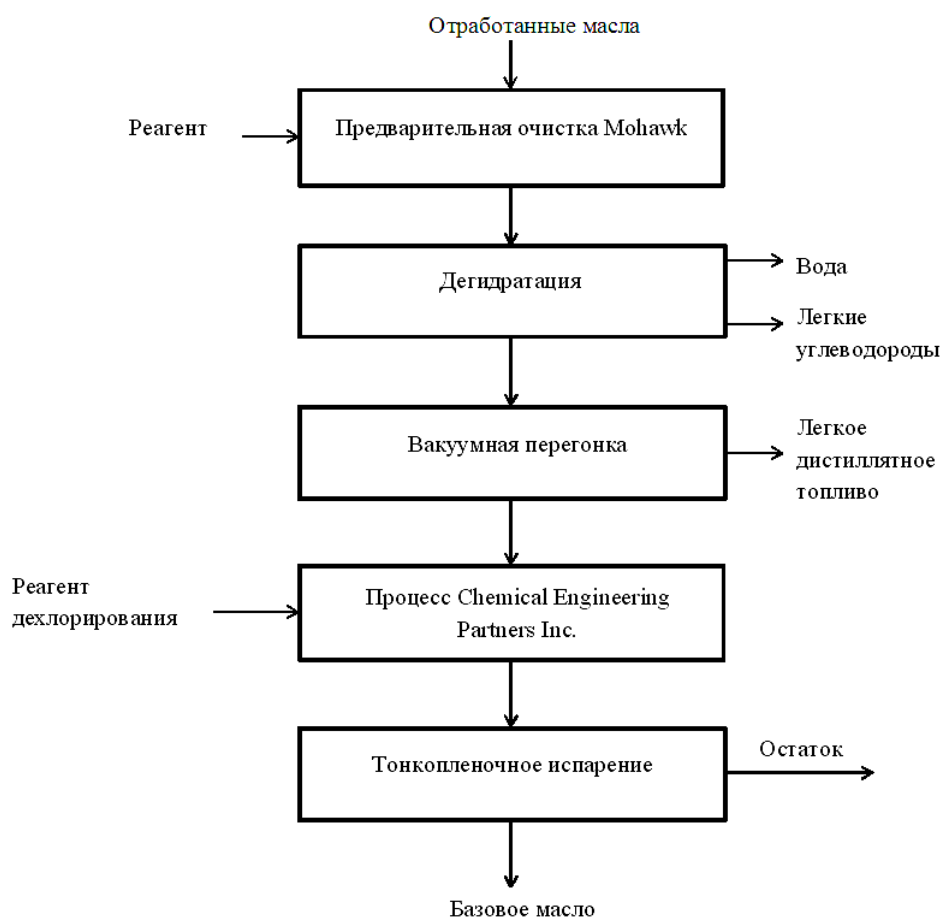


Рисунок 5.3. – Схема процесса Sec-Feed

Из отработанных масел можно получать и газообразное топливо путем газификации в псевдосжиженном слое теплоносителя (например, до 35% угольной пыли при температуре 945 °С) [22].

Все указанные выше способы использования НСО в качестве топлива требуют больших капитальных вложений и объемов НСО, что в сочетании с наличием воды в НСО, которую необходимо удалить, делает использование этих способов экономически нецелесообразным для малых и средних предприятий. Однако возможность использования отработанных НСО как источника энергии вызывает интерес с практической точки зрения при выполнении требований ТКП по охране окружающей среды и природопользованию.

Заключение

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. В области магистрального трубопроводного транспорта на сегодняшний день отсутствует концепция системы технических нормативных правовых актов, а также высшего по статусу документа – технического регламента, что требует обращения внимания на вопрос разработки.

2. Необходимо усовершенствовать подходы к разработке системы технических нормативных правовых актов в области магистрального трубопроводного транспорта.

3. Установлены критерии, влияющие на режим работы магистрального газопровода.

4. Применяя методологию функционального моделирования с логико-вероятностным исчислением при оценке рисков в области магистрального трубопроводного транспорта в совокупности с процессным и системным подходами можно дополнить и усовершенствовать существующие методики оценки рисков.

5. Выполнен анализ режимов линейной части магистрального газопровода и определены критерии оптимизации транспорта газа по магистральному газопроводу.

6. Определены оптимальные режимы совместной работы газопровода и компрессорной станции.

7. Рассмотрены факторы влияния на безопасность функционирования магистрального трубопроводного транспорта на основе комплексного подхода с учетом технического регулирования.

8. Разработаны методы оценки экологических последствий аварийных разливов нефти на нефтепроводах, позволяющие определять эффективность аварийно-спасательных мероприятий, проведенных при ликвидации конкретного аварийного разлива нефти, эффективность системы защиты водных объектов в целом и комплексный показатель потенциальной экологической опасности. На основе многофакторной модели эти методы позволяют рассчитывать прогнозную обобщенную количественную оценку ожидаемых экологических последствий возможной аварии и обобщенную количественную оценку экологической характеристики территории, по которой предполагается проложить трассу проектируемого нефтепровода.

9. Функционирование газопровода в заданном гидравлическом режиме требует строгой согласованности работы всех элементов сети, особенно в аварийных ситуациях. Необходимо поддержание определенного температурного режима, причем на участках трубопровода в зависимости от характеристик грунтов на трассе этот режим не одинаков.

10. Резкие увеличения или уменьшения отбора газа потребителями приводят к его неустановившемуся течению по трубопроводу, причем неустановившиеся процессы вследствие изменения плотности газа могут проходить часами или даже сутками. К аналогичным последствиям приводит уменьшение или увеличение

подкачки газа, внезапное включение или выключение компрессорных станций, открытие или закрытие задвижек.

11. Переходные режимы работы газопровода сопровождаются значительным и интенсивным изменением давления, которое нарушает нормальную работу газопровода, а в некоторых случаях приводит к его разрушению.

12. Установлено, что значительная часть газопроводов или их участков работает при неизотермическом течении газа, что необходимо учитывать при моделировании режима эксплуатации газопровода.

13. Определена модель процессов течения газа в газопроводе, которая включает как гидравлические, так и термодинамические уравнения, объединенные в единую систему.

14. Предложен подход ранжирования линейной части магистрального трубопровода по уровню экологической опасности на основе взаимного расположения трубопровода и объектов окружающей среды, а также населенных пунктов.

15. Сравнительно небольшие объемы загрязненных нефтепродуктов и нефтесодержащих отходов остро ставят проблему их утилизации, так как установка специализированного оборудования по переработке и утилизации этих отходов, как правило, экономически нецелесообразна. Для предотвращения возможного в связи с этим нелегального сброса загрязненных нефтепродуктов и нефтесодержащих отходов в окружающую среду необходимо проведение исследований по поиску способов использования этих отходов непосредственно на предприятии или на других предприятиях данного региона.

16. Наиболее эффективными направлениями переработки загрязненных нефтепродуктов и нефтесодержащих отходов являются те, которые позволяют повторное использование их материала по новому назначению при безусловном обеспечении требований безопасности труда без загрязнения окружающей среды.

17. Промышленные эмульсии и эмульсолы, используемые в качестве покрытий при производстве железобетонных изделий, являются дорогостоящими материалами. Применение покрытий на основе ЗНП и НСО при сохранении требований к качеству материала позволит обеспечить конкурентоспособность продукции данных предприятий за счет уменьшения себестоимости продукции.

Список используемых источников

1. Аварии, инциденты и несчастные случаи. Официальный сайт Департамента по надзору за безопасным ведением работ в промышленности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://gospromnadzor.mchs.gov.by/neschastnye-sluchai-i-avarii/> – Дата доступа: 22.10.2019
2. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л. Юфин В.А. Неустановившееся движение нефти в магистральном трубопроводе для перекачки вязких подогретых нефтей // Трубопроводный транспорт нефти и газа, 1979. Вып. 141. С. 14 20.
3. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л. Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов. М., 1981.
4. Бордовский А.М. и др. Прочностная надежность линейной части нефтепровода. / Бордовский А.М., Воробьев В.В., Сосновский Л.А. – Гомель: НПО ТРИ-БОФАТИКА, 2004. – 114 с.
5. Борушко, О.В. Оценка последствий аварий на автозаправочных станциях. [Эл. ресурс] <http://www.techros.ru/text/257>
6. Бусленко В.Н. Автоматизация имитационного моделирования сложных систем. М., 1977.
7. Бусленко В.П. Моделирование сложных систем. М., 1978.
8. Водный кодекс Республики Беларусь. Закон Республики Беларусь от 13 июня 2007 г., № 283-З / Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2007. – № 147, 2/1335.
9. Галин Н.М.: Теплообмен в турбулентном потоке в трубах с постоянным по длине и переменным по окружности тепловым потоком на стенке // Теплофизика высоких температур. 1976. Т. 14: № 4. С. 762 768.
10. Галин Н.М, Есин В. М. Расчет теплоотдачи к турбулентному, потоку в круглых и кольцевых трубах с учетом зависимостей теплофизических свойств теплоносителя // Теплофизика высоких температур. 1977. Т. 15. № 6. С. 1248 1255.
11. Глушко Г.С. Турбулентный пограничный слой на пластине в несжимаемой жидкости // Изд. АН СССР. Механика. 1965. № 4. С. 13 23.
12. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
13. ГОСТ 27.002—89 Надёжность в технике. Основные понятия. Термины и определения.
14. Гришин, Л.Б. Совершенствование очистки нефтесодержащих производственных сточных вод : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.23.04 / Л. Б. Гришин. – Пенза, 2009. – 23 с.
15. Грузинова, В.Л. Очистка нефтесодержащих сточных вод локомотивных депо с применением коагулянтов и отходов синтетических материалов : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.23.04 / В. Л. Грузинова. – Минск, 2014. – 27 с.
16. Гумеров А.Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, К.М. Гумеров. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 310 с.
17. Гумеров, А.Г. Стратифицированные струйные течения нефти и нефтепродуктов / Гумеров, А.Г., Р.Х.Идрисов, В.А.Целищев – Уфа: ГУП «ИПТЭР» - 2002.-101 с.

18. Дронченко, В. А. Защита окружающей среды от вредного воздействия отработанных растворов, образующихся при погружной очистке машин и деталей / В. А. Дронченко, В. И. Семенов // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. Ф, Строительство. Прикладные науки. – 2017. – № 8. – С. 194–199.
19. Дронченко, В. А. Использование отходов ремонтного производства в качестве технологических материалов / В. А. Дронченко // Труды ГОСНИТИ. – 2017. – Т. 126. – С. 117–120.
20. Дронченко, В. А. Утилизация отработавших пластичных смазок / В. А. Дронченко // Горная механика и машиностроение. – 2015. – № 4. – С. 85–89.
21. Евдокимов А.Г., Тевяшев А.Д. Оперативное потокораспределение в инженерных сетях. Х., 1980.
22. Евдокимов, А.Ю. Экологические проблемы утилизации отработанных смазочных материалов / А. Ю. Евдокимов, И. Г. Фукс. – М. : ЦНИИТЭнефтехим, 1989. – 64 с.
23. Закон Республики Беларусь «О промышленной безопасности» от 05.01.2016г. №354-3
24. Закон Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации» от 05.01.2004г
25. Зверева Т.В., Казак А.С., Яковлев Е.И. Сопряженная задача расчетов динамики теплообмена в трубопроводных системах (СОР) // Алгоритмы и программы. 1981. № 3 4. С. 55.
26. Иванов, В.П. Защита окружающей среды от отработавших водных растворов технических моющих средств / В. П. Иванов, В. А. Дронченко // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. Ф, Строительство. Прикладные науки. – 2016. – № 8. – С. 160–165.
27. Иванов, В.П. Обеспечение безопасной работы оборудования нефте-химического комплекса : научное издание / В. П. Иванов, А. В. Крыленко. – Новополоцк : ПГУ, 2015. – 180 с.
28. Иванов, В.П. Охрана труда рабочих и защита окружающей среды от вредного влияния нефтесодержащих отходов: научное издание / В. П. Иванов, В. А. Дронченко. – Новополоцк: ПГУ, 2016. – 248 с.
29. Иванов, В.П. Утилизация нефтесодержащих отходов вспомогательного производства нефтехимических предприятий / В. П. Иванов, В. А. Дронченко // Природопользование. – 2016. – № 30. – С. 136–145.
30. Иванцов О.М., Двойрис А.Д. Низкотемпературные газопроводы. М., 1980.
31. Идентификация моделей гидравлики / Бабе Г. Д., Бондарев Э.А., Воеводин А.Ф., и др. Новосибирск, 1980.
32. Инструкции по производству работ в охранных зонах магистральных трубопроводов, (в ред. постановлений МЧС от 01.04.2002 N 7, от 16.04.2008 N 31).
33. Инструкция о порядке технического расследования причин аварий и инцидентов, а также их учета. Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 12.07.2016 г. № 36
34. Исаев С.И., Кожин И.А., Кофанов В.И. и др. Теория теплообмена / Под ред. Леонтьева А.И. М., 1979.
35. Кандаков, Г.П. Анализ причин аварий вертикальных цилиндрических резервуаров / Г. П. Кандаков, В.В. Кузнецов // Трубопроводный транспорт. –1994. –№ 5

36. Каталог товаров. Смазка для опалубок [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.minsk.deal.by/Smazka-dlya-opalubki.html>. – Дата доступа : 11.10.2017.
37. Каталог цен на эмульсоли [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.marketoil.by/magazin/folder/zhidkostiformovochnye>. – Дата доступа : 01.11.2017.0
38. Колокольцев, С. Н. Природные энергоносители и углеродные материалы. Со-став и строение. Современная классификация. Технологии производства и добыча : учеб. пособие / С. Н. Колокольцев. – М. : УРСС, 2013. – 221 с.
39. Костюченко А.А. Воробьев В.В. Механизмы реализации коррозионных процессов на магистральных нефтепроводах / А.А. Костюченко В.В. Воробьев // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы V междунар. науч.-техн. конф., – Новополоцк: УО «ПГУ», 2006. – С. 60-61.
40. Кошелев А.А., Тарабрин В.А. Динамика теплового режима системы газопровод грунт воздух // Динамика тепловых процессов. Сб. науч. тр. К., 1980. С. 20-26.
41. Кошкин В.К., Калинин Э.К., Дрейцер Г.А. и др. Нестационарный теплообмен. М., 1973.
42. Кравцов, А. М. Гидромеханические процессы в технология очистки нефте-содержащих сточных вод : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.23.04 / А. М. Кравцов. – Минск, 2007. – 20 с.
43. Кривошеин Б.Л. Исследование и оптимизация тепловых режимов магистральных газо и нефтепроводов // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1979. № 4. С. 47-59.
44. Кривошеин Б.Л. Новаковский В.Н., Радченко В.П. Математическое моделирование теплового воздействия магистральных газопроводов большого диаметра с окружающей средой // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1975. № 1. С. 122-130.
45. Кудрявцев Е.В., Чакалев К.Н., Шумаков Н.В., Нестационарный теплообмен. М., 1961.
46. Кузнецов, В.В. Проблемы отечественного резервуаростроения /В.В. Кузнецов, Г.П. Кандаков// Промышленное строительство. – 1995. –№ 5. –С.17-19
47. Кузнецова, Е.В. Возникновение, становление и развитие методов очистки нефтесодержащих сточных вод : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 07.00.10 / Е. В. Кузнецова. – Уфа, 2005. – 23 с.
48. Лыков А.В. Тепломассообмен: Справочник. М., 1978.
49. Лыков А.В., Перельман Т.Л. О нестационарном теплообмене между телом и обтекающем его потоком жидкости // Тепло и массообмен тел с окружающей газовой средой. Минск, 1965. С. 3-24.
50. Мажугин, Е.И. Центробежная очистка моющих растворов при ремонте сельскохозяйственной техники : монография / Е.И. Мажугин, А.Л. Казаков, А.В. Пашкевич. – Горки : БГСХА, 2015. – 185 с.
51. Макаров С.Ю. Экспериментальное исследование кинематических характеристик турбулентного неустановившегося напорного потока // Гидравлика и гидродинамика. К., 1969. Вып. 8. С. 29-36.
52. Максин Р.Л., Петухов Б.С., Поляков А. Ф. Растет турбулентного переноса импульса и тепла при течении в трубах несжимаемой жидкости и газа с переменными физическими свойствами // Вопросы конвективного и радиационно-кондуктивного

теплообмена. М., 1980. С. 5-41.

53. Монин А.С. Динамическая турбулентность в атмосфере // Изв. АН СССР. География и геофизика. 1950. Т. 14. № 3. С. 232-254.

54. Москвечев, С.С. Разработка ресурсосберегающей технологии очистки сточных вод машиностроительных предприятий : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.23.04 / С. С. Москвичев. – Волгоград, 2011. – 21 с.

55. Надежность и безопасность магистральных трубопроводов России / Иванцов О.М. // Трубопроводный транспорт. 1997. №10. С.26-31.

56. Нестационарный теплообмен в трубах // Под ред. Беляева Н.М. Киев; Донецк, 1980.

57. Нестеров, А. В. Очистка нефтесодержащих сточных вод сочетанием экстракционных и адсорбционных методов : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 03.00.16 / А. В. Нестеров. – Иваново, 2008. – 15 с.

58. Нохрин, А.В. Старение сталей труб магистральных газопроводов / А.В. Нохрин, В.Н. Чувильдеев // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. – 2010. – №5 (2). – С. 171-180.

59. НПБ 38-2003 Нормы пожарной безопасности Республики Беларусь «Автозаправочные станции»

60. Основы общей экологии и международной экологической политики : учеб. пособие для вузов / Р. А. Алиев [и др.] ; МГИМО МИД России. – М. : Аспект Пресс, 2014. – 382 с.

61. Официальный сайт Департамента по надзору за безопасным ведением работ в промышленности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь [Электронный ресурс] – 2019. - Режим доступа: <https://gospromnadzor.mchs.gov.by/zakonodatelstvo-gospromnadzor/> – Дата доступа: 01.10.2019

62. Официальный сайт ОАО «Газпром Трансгаз Беларусь» [Электронный ресурс] – 2017. - Режим доступа: <http://www.btg.by> – Дата доступа: 10.11.2017

63. Официальный сайт ОАО «Гомельтранснефть Дружба» [Электронный ресурс] – 2016. - Режим доступа: <http://www.transoil.by> – Дата доступа: 15.05.2017

64. Официальный сайт ОАО «Полоцктранснефть Дружба» [Электронный ресурс] – 2016. - Режим доступа: <http://www.druzhba.by> – Дата доступа: 21.03.2017

65. Официальный сайт ЧУП «Запад Транснефтепродукт» [Электронный ресурс] – 2016. – Режим доступа: <http://www.ztnp.by> – Дата доступа: 25.09.2017

66. Охрана окружающей среды: учебник для вузов / Я. Д. Вишняков [и др.] ; под ред. Я. Д. Вишнякова. – М. : Академия, 2013. – 286 с.

67. Очистка поверхностного стока от нефтепродуктов и СПАВ с использованием систем обратного осмоса / А. Г. Первов [и др.]. // Водоснабжение и санитарная техника. – 2013. – № 1. – С. 36 – 42.

68. Патент С1 ВУ, МПК С21D 9/50, С21D 9/08, С21D 9/14, В23Р 6/00. Способ восстановления ударной вязкости кольцевого сварного соединения магистрального трубопровода / Снарский А.С., Янушонок А.Н. — № 18468; Заявлен 13.02.2012; Опубликовано 30.08.2014 // Афіцыйны бюлетэнь. / Нацыянальны центр інтэлектуальнай уласнасці. — 2014.— № 4.— С. 119.

69. Попов В.Н., Беляев В.М., Балувев Е.П. Расчёт теплоотдачи и сопротивления при турбулентном режиме течения в круглой трубе гелия при сверхкритическом давлении // Теплофизика высоких температур. 1978. Т. 16. № 5. С. 1018-1027.
70. Построение полей индивидуального риска для промышленных объектов. Кульбей А.Г., Леонович И.А. // Вестник ПГУ. №8. Серия Ф. Строительство. Прикладные Науки - УО «ПГУ» - 2013г.
71. Правила охраны магистральных трубопроводов, (в ред. постановления Совмина от 04.11.2007 N 1452),.
72. Правила охраны магистральных трубопроводов, (в ред. постановления Совмина от 04.11.2007 N 1452),
73. Правила технической эксплуатации складов нефтепродуктов (утв. пост. МЧС РБ от 30.09.2004 №31).
74. Рахимжанова, Г. Б. Разработка ресурсосберегающей технологии очистки нефтесодержащих сточных вод : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.36 / Г. Б. Рахимжанова. – Тараз, 2007. – 22 с.
75. РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз
76. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах
77. РД 39-110-91 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений магистральных нефтепроводах.
78. Республика Беларусь - Ежегодный статистический отчет [Электронный ресурс] : статистический ежегодник 2016. – Минск : Национальный статистический коми-тет Республики Беларусь, 2016. – Режим доступа : <http://www.belstat.by>. – Дата доступа : 17.08.2017. 14-30.
79. Республика Беларусь - Ежегодный статистический отчет [Электронный ресурс] : статистический ежегодник 2016. – Минск : Национальный статистический коми-тет Республики Беларусь, 2016. – Режим доступа : <http://www.belstat.by>. – Дата доступа : 17.08.2017. 14-30.
80. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. М., 1980.
81. Смазочные материалы и проблемы экологии / А.Ю. Евдокимов [и др.]. – М. : ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2000. – 424 с.
82. СНБ 3.02.01-98 Склады нефти и нефтепродуктов.
83. СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы.
84. СНиП III-42-80 Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.
85. Спириденко Л.М., Бондарчук А.И. Комплексная безопасность стальных резервуаров нефти и нефтепродуктов. Вестник полоцкого государственного университета. Серия ф. Строительство. Прикладные науки. Учредители: Полоцкий государственный университет (Новополоцк) ISSN: 2070-1683
86. Старение труб нефтепроводов / А. Г. Гумеров [и др.] – М.: Недра, 1995. – 218 с.
87. СТО 02494680-0030-2004 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Правила технического диагностирования, ремонта и реконструкции.

88. СТП 09100.20001.002-2007 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
89. СТП 09100.20001.010-2018 Строительство магистральных нефтепроводов-проводов. Подводные переходы.
90. СТП 09100.20001.018-2019 Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды
91. Стрепетов, И. В. Разработка технологии очистки нефтесодержащих сточных вод с использованием смешанного реагента : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.23.04 / И. В. Стрепетов. – Волгоград, 2012. – 20 с.
92. Тепловые режимы магистральных газопроводов / Ходанович И.Е., Кривошеин Б.Д., Бикчентай Р.Н. и др. М., 1971.
93. Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов: Справочное пособие / Загорученко В.А., Бикчентай Р.Н., Вассерман А.А. и др. М., 1980.
94. Техническое состояние резервуарных парков в Беларуси// А.И. Бондарчук. Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта. Сборник тезисов VIII международной научно-технической конференции. УО «Полоцкий государственный университет»; Под общей редакцией В.К. Липского. 2014
95. Технология сооружения газонефтепроводов. Под. Ред. Г.Г. Васильева Т.1: учебник. - Уфа: нефтегазовое дело, 2007.-632с.
96. ТКП 037-2006 (02230) Правила безопасности при эксплуатации средств и систем автоматизации на объектах магистральных газопроводов.
97. ТКП 038-2006 (02230). Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов.
98. ТКП 039-2006 (02230) Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов.
99. ТКП 169-2018 (33130) Правила технической эксплуатации резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
100. ТКП 253-2010 «Автозаправочные станции. Пожарная безопасность. Нормы проектирования и правила устройства» Минск, 2010
101. ТКП 474-2013 «Категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» Минск, 2013
102. Трубопроводный транспорт газа / Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Яковлев Е.И. и др. М., 1976.
103. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Под ред. Юфина В. А. М., 1978.
104. Филатов, Д. А. Утилизация смеси отработанных масел углеводородокисляющими микроорганизмами в жидкой среде [Электронный ресурс.] / Д. А. Филатов [и др.] // Вода: Химия и Экология. – 2014. – № 6. – С. 31 – 37.
105. Экология в нефтегазовом комплексе. Учебное пособие/ Г.Г. Ягофарова, Л.А. Насырова, С.В. Балакирева, Ф.А. Шахова и др.- Уфа: нефтегазовое дело, 2007 - 320с.
106. Яковлев Є.І., Казак О.С., Михалків В.Б., Тимків Д.Ф., Грудз В.Я. Режимы газотранспортных систем. — Львів: Світ. 1992. — 170с.