

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
ООП/ОПОП «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Разработка технических решений по повышению надежности промышленного трубопровода Томской области

УДК 622.692.4-027.45(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Мамаев Алексей Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н.		

Консультант - лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ ШБИП	Айкина Т.Ю.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н.		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ
21.04.01 «Нефтегазовое дело»

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004</i>
Специализация «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»		
ПК(У)-1	Способность разрабатывать учебно-методическое обеспечение программ профессионального обучения, а также реализовывать их	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004</i>
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) _____ (Дата) Шадрина А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ12	Мамаеву Алексею Андреевичу

Тема работы:

Разработка технических решений по повышению надежности промышленного трубопровода Томской области	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№37-60/с от 06.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<p>Объект исследования: действующий промышленный нефтесборный трубопровод одного из месторождений Томской области с повышенной скоростью коррозии.</p> <p>Характеристики трубопровода: Диаметр трубопровода: 89×5 мм; Протяженность: 490 м; Давление рабочее: 0,5-0,6 МПа; Срок эксплуатации: 12 лет;</p>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>Литературный обзор источников в области методов борьбы с коррозией и способах повышения ресурса трубопровода; Изучение объекта и его особенностей; Анализ технических решений для повышения надежности и эффективности работы промышленного трубопровода, а также определение достоинств и недостатков каждого; Прочностные и гидравлические расчеты, а также расчеты гидравлического удара для металлических и неметаллических трубопроводов;</p>

	Анализ полученных результатов, разработка рекомендаций по применению технологий с целью повышения эффективности и надежности работы промышленного трубопровода.
Перечень графического материала	Рисунки, схемы, таблицы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В, профессор ОНД
«Социальная ответственность»	Сечин А.А., доцент ООД
Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШПИБ	Айкина Т.Ю., доцент ОИЯ ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: Реферат (abstract), Технические решения для повышения надежности промышленных трубопроводов (Technical solutions to improve field pipeline reliability).	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Мамаев Алексей Андреевич		



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования магистратура
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения (осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.02.2023	<i>Введение</i>	5
09.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
21.02.2023	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
20.03.2023	<i>Технические решения для повышения надежности промысловых трубопроводов</i>	20
27.04.2023	<i>Расчеты и аналитика</i>	20
15.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
22.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	5
28.05.2023	<i>Заключение</i>	5
04.06.2023	<i>Презентация</i>	15
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	А.В. Шадрина	д.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	А.В. Шадрина	д.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа магистранта включает 116 страниц текстового материала, 17 рисунков, 19 таблиц, 63 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: промышленный трубопровод, нефтесборный трубопровод, отказ трубопровода, причины отказов трубопровода, композитные трубы, прочностной расчет, гидравлический расчет, расчет гидравлического удара, коррозия.

Объект исследования: действующий промышленный нефтесборный трубопровод одного из месторождений Томской области с повышенной скоростью коррозии.

Цель работы: разработка предложений по повышению надежности промышленного трубопровода одного из месторождений Томской области.

Результаты исследования: основным результатом исследовательской деятельности является выбор оптимального материала для рассматриваемого промышленного трубопровода, который обеспечит защиту от коррозии, а также увеличит его надежность и эксплуатационные характеристики.

Область применения: промышленные трубопроводы нефтедобывающих предприятий в условиях высокой обводненности транспортируемой среды.

Значимость работы: Применение неметаллических труб взамен стальных позволит повысить надежность и эксплуатационные свойства трубопроводов при высокой агрессивности транспортируемых сред. Композитный трубопровод обладает большим запасом прочности, а также меньшими гидравлическими потерями чем стальной, что доказано расчетами.

					Разработка технических решений по повышению надежности промышленного трубопровода Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мамаев А.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					7	116
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

ABSTRACT

The graduate qualification work of the student contains 116 pages of text material, 17 figures, 19 tables, 63 sources, 1 appendix.

Key words: oilfield pipeline, oil gathering pipeline, pipeline failure, causes of pipeline failure, composite pipes, strength calculation, hydraulic calculation, hydraulic impact calculation, corrosion.

Object of the research: an operating oilfield gathering pipeline of one of the fields of Tomsk region with increased corrosion rate.

Purpose of work: development of proposals to improve the reliability of the field pipeline of one of the fields of Tomsk region.

Research results: the main result of the research activity is the selection of the optimal material for the field pipeline in question, which will provide protection from corrosion and increase its reliability and performance characteristics.

Application area: oilfield pipelines of oil producing companies in conditions of high water content in the transported medium.

The use of non-metallic pipes instead of steel pipes will increase the reliability and operational properties of the pipelines in conditions of high aggressiveness of the transported medium. Composite pipeline has a large safety margin, as well as lower hydraulic losses in comparison with steel, which is confirmed by calculations.

					<i>Разработка технических решений по повышению надежности промышленного трубопровода Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А.А.</i>			Abstract	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					8	116
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	14
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	17
2.1 Климатическая характеристика.....	17
2.2 Геологическая характеристика.....	18
2.3 Общие сведения о месторождении, на котором эксплуатируется объект.....	19
2.4 Статистика отказов промысловых трубопроводов на месторождении.....	21
2.5 Объект исследования.....	24
2.6 Характеристика транспортируемой на объекте среды.....	25
3 ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	27
3.1 Применение металлических трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием и повышенными эксплуатационными характеристиками.....	27
3.2 Применение ингибирования.....	29
3.3 Применение неметаллических трубопроводов.....	31
3.3.1 Неразрушающий контроль неметаллических трубопроводов ..	42
4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	46
4.1 Расчет на прочность стального трубопровода.....	48
4.2 Расчет на прочность стекловолоконного трубопровода.....	51

					<i>Разработка технических решений по повышению надежности промыслового трубопровода Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А.А.</i>			Содержание	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					9	116
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

4.3	Гидравлический расчет стекловолоконного промышленного трубопровода	60
4.4	Гидравлический расчет стального промышленного трубопровода	65
4.5	Расчет гидравлических ударов в трубопроводах.....	68
4.5.1	Расчет гидравлического удара стального трубопровода	68
4.5.2	Расчет гидравлического удара для стекловолоконного трубопровода	69
5	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	72
5.1	Капитальные вложения на проведение работ для монтажа композитного трубопровода.	72
5.2	Эксплуатационные затраты	72
5.2.1	Затраты на топливо	74
5.2.2	Затраты на амортизационные отчисления.....	74
5.2.3	Затраты на оплату труда работников	76
5.2.4	Затраты на страховые отчисления.....	77
5.3	Оценка экономической эффективности	78
5.4	Вывод по разделу	79
6	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	82
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
6.2	Производственная безопасность	84
6.3	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	84
6.4	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных вредных факторов на исследователя (работающего).....	87
6.5	Расчет устройства защитного заземления	88

					Содержание	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

6.6 Экологическая безопасность	90
6.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
6.8 Выводы по разделу «Социальная ответственность».....	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
Список использованных источников	97
7 TECHNICAL SOLUTIONS TO IMPROVE FIELD PIPELINE RELIABILITY	105
7.1 Application of metal pipelines with internal anticorrosion coating and increased performance characteristics.....	105
7.2 Application of inhibition.....	107
7.3 Application of non-metallic pipelines.....	108
7.4 Conclusion	116

ВВЕДЕНИЕ

Возраст парка промысловых трубопроводов невелик, что обусловлено транспортировкой агрессивных, не подготовленных до товарных качественных характеристик, флюидов. Такие флюиды, помимо большего содержания воды, и растворенных в ней солей, включают механические примеси и агрессивные не углеводородные газы. Безаварийный возраст эксплуатации некоторых участков может и не достигать даже 3-5 лет [1]. Это является следствием чрезвычайно быстрого износа трубопроводного парка в результате разрушения его стенки из-за развития коррозионных процессов и указывает на необходимость применения новых технологий и материалов, устойчивых к коррозионному воздействию агрессивного флюида. Поэтому, с целью продления эксплуатационного ресурса трубопроводной системы многие нефтегазодобывающие компании ведут активный поиск надежных труб, позволяющих транспортировать жидкие и газообразные углеводороды длительное время. В связи с указанным выше, тема выпускной квалификационной работы магистранта «Разработка технических решений по повышению надёжности промыслового трубопровода Томской области» является **актуальной**.

Целью работы является разработка предложений по повышению надёжности промыслового трубопровода одного из месторождений Томской области.

Для успешного достижения обозначенной цели, необходимо выполнить следующие **задачи**:

– изучить нормативно-техническую документацию и специальную литературу по теме работы;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Разработка технических решений по повышению надёжности промыслового трубопровода Томской области</i>			
Разраб.		Мамаев А.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					12	116
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

- анализ особенностей эксплуатации промышленного трубопровода;
- рассмотрение особенностей технических решений для промышленного трубопровода
- проведение прочностного и гидравлического расчета трубопровода, а также расчета гидравлического удара.

Объект исследования: действующий промышленный нефтесборный трубопровод одного из месторождений Томской области с повышенной скоростью коррозии.

Предмет исследования: основные материалы и технологии, применяемые для защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Промысловые трубопроводы представляют собой сложные инженерные конструкции, проложенные во всех регионах России и предназначены для транспортировки от мест добычи и до установок подготовки нефти, природного газа, нефтепродуктов, воды, а также их смесей.

Особенностью промысловых участков нефтегазопроводов большинства объектов является то, что они имеют короткий срок эксплуатации, что обусловлено составом транспортируемой среды [2], в результате чего могут возникать малые и большие объемы выбросов вредных веществ в окружающую среду. Все это, с одной стороны, оказывает отрицательное воздействие на экологическую и биологическую среды. С другой же стороны сопровождаются значительными потерями ценного углеводородного сырья и требует увеличения затрат добывающих и транспортирующих компаний на проведение ремонтных работ по восстановлению безопасных условий транспортировки и выплату штрафных санкций экологическим и другим надзорным организациям [1].

Перечень основных групп причин возникновения аварий и инцидентов при эксплуатации нефтегазопроводов состоит из таких как: ошибки проекта, нарушение правил эксплуатации, дефекты при монтаже или заводские, коррозионные повреждения, стихийные бедствия и эксплуатационные нагрузки и воздействия [3,4,5]. При этом большой акцент при сборе статистических данных делается на коррозионном износе участков трубопроводов [6,7]. Большую часть в статистике отказов трубопроводов занимает коррозия (70%). Прочие отказы (30%) происходят по причинам брака материалов и строительно-монтажных работ, механических повреждений и нарушений режима эксплуатации.

Разработка технических решений по повышению надежности промышленного трубопровода Томской области							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Мамаев А.А.					
Руковод.		Шадрина А.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
Обзор литературы					Лит.	Лист	Листов
						14	116
					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

Рассмотрим подробнее причины развития коррозионных процессов на промышленных трубопроводах. Коррозия металла образуется как внутри, так и снаружи. Наружная коррозия происходит под воздействием почвенного электролита, т.к. почва содержит влагу и растворенные в ней соли, а внутренняя коррозия, по причине растворенных в добываемой среде примесей влаги, солей, сероводорода [8,9,10].

Коррозия значительно снижает срок службы промышленных трубопроводов, однако его можно продлить благодаря четырем способам [11,12]. К таким способам относятся:

- 1) изоляция поверхности трубопровода от контакта его с внешней агрессивной средой;
- 2) использование коррозионностойких материалов;
- 3) воздействие на окружающую среду с целью снижения ее агрессивности;
- 4) применение электрозащиты трубопроводов.

Для увеличения ресурса и безопасной эксплуатации промышленных трубопроводных систем, с проблемой коррозионного разрушения, в настоящее время применяются:

- Трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками или с внутренним антикоррозионным покрытием;
- Ингибиторная защита;
- Трубы из неметаллических материалов.

Промышленный опыт показывает, что применение ингибиторной защиты трубопровода помимо капитальных вложений в строительство узлов ингибирования, также требует постоянных затрат, которые связаны с расходами на реагент, обслуживанием дополнительного оборудования и регулярным контролем эффективности защиты [13].

Применение труб с повышенными эксплуатационными характеристиками и внутренним противокоррозионным покрытием также являются дорогостоящими методами защиты от коррозии и, следует отметить,

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

что данные методы защиты от коррозии трубопроводов лишь замедляют ее, но не избавляют полностью.

Что касается труб из неметаллических материалов, то остро стоит вопрос о их контроле, так как на сегодняшний день существует очень малое количество методик диагностики, за исключением заводского контроля, который осуществляется до поставки.

Согласно [14] гарантированный срок службы стальных трубопроводов – 10 лет, труб из коррозионностойкой стали – 15 лет, трубопровода с противокоррозионным покрытием 25 лет, стальных труб с ингибиторной защитой – 20 лет, неметаллические трубы – 50 лет. Исходя из данной статистики наиболее перспективным средством повышения ресурса и защиты от коррозии является применение труб из неметаллических материалов. Далее в работе рассмотрим подробнее данные способы.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Климатическая характеристика

Месторождение, на котором эксплуатируется объект, располагается на севере Томской области, в районах, приравненных к районам крайнего севера. Климат района, в котором находится месторождение с объектом, отличается продолжительной суровой зимой и коротким, но достаточно теплым летом. В течение года наблюдаются значительные перепады температуры воздуха. Самый холодный месяц года на этой территории – январь, среднемесячная температура воздуха которого $-20,9^{\circ}\text{C}$. Амплитуда среднемесячной температуры между январем и июлем составляет $37,7^{\circ}\text{C}$. Средняя температура воздуха по месяцам приведена в таблице 1. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 82 дня [15].

Таблица 1 – Средняя температура воздуха по месяцам [15]

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
t, C	-20,9	-17,1	-10	-0,3	7,8	14,3	16,8	13,9	8,4	0,1	-11,1	-18,6	-1,4

Наиболее тёплый период, со среднесуточной температурой выше 15°C , в среднем длится 49 дней. Абсолютный минимум температуры воздуха -55°C , абсолютный максимум $+37^{\circ}\text{C}$. Расчётная температура самой холодной пятидневки -38°C .

По количеству осадков данный район относится к зоне достаточного увлажнения. Наибольшее количество осадков приходится на июнь, июль и август месяцы, наименьшее на февраль. Годовое количество осадков 464 мм. Данные среднемесячного количества осадков по показаниям осадкомера (мм) приведены в таблице 2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Мамаев А.А.			Характеристика объекта исследования		
Руковод.		Шадрина А.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						17	116
					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

Таблица 2 – Среднегодовое количество осадков [15]

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Осадки, мм	16	12	16	23	41	71	77	72	45	38	29	24	464

Осадки холодного периода образуют снежный покров, который появляется в октябре и сохраняется до начала мая. Средняя высота снежного покрова на открытой местности за зиму составляет 47 см.

Особенностью ветрового режима изученного района является преобладание южных и юго-западных ветров. Наиболее часто повторяются ветры со скоростью 1-3 м/с [15].

2.2 Геологическая характеристика

Месторождение, на котором эксплуатируется объект, занимает свое место на глинистом грунте, т.е. на грунте, который более, чем на половину состоит из очень мелких частиц, размером менее 0,01 мм (таблица 3).

Таблица 3 – Классификация глинистого грунта [16]

Суспензия	Суглинок	Глина
Глинистый грунт, который содержит не более 10% глинистых частиц, оставшуюся часть занимает песок. Суспензия является наименее пластичной из всех глинистых грунтов, при ее растирании между пальцами чувствуются песчинки.	Глинистый грунт, который содержит от 10 до 30 процентов глины. Этот грунт достаточно пластичен, при растирании его между пальцами отдельные песчинки не чувствуются	Грунт, в котором содержание глинистых частиц больше 30%. Глина очень пластичная, хорошо скатывается в шнур.

Все глинистые грунты под действием нагрузки от фундамента подвержены осадке. Поэтому все вопросы, связанные со строительством, представляют собой немалую проблему. Участки земли под кусты, дороги, резервуары и другие крупные объекты отсыпают щебнем и песком, поверх укладывая бетонные плиты. Так же глинистая порода несет немалую опасность и для техники. Зачастую чтоб добраться по поврежденному участку трубопровода, приходится укладывать лежневку, что несет за собой

значительное увеличение затрат и времени на устранение аварийной ситуации и борьбу с её последствиями.

2.3 Общие сведения о месторождении, на котором эксплуатируется объект

Промысловые нефтесборные трубопроводы эксплуатируются для транспортировки нефти, газа и пластовой воды на участке месторождения от АГЗУ кустовых площадок до узла подключения УПН;

Трубопроводы проложены подземным способом. Глубина залегания 0,8 – 1 метров над трубой.

В местах пересечения с автодорогами защита трубопроводов выполнена в защитных футлярах из труб, причем диаметр футляров превышает диаметр трубопроводов на 200 мм, а их концы выведены на расстояние 5 метров от бровки земляного полотна автодороги.

Проверку трубопровода на герметичность и испытание его на прочность производят гидравлическим способом.

В процессе эксплуатации промысловых трубопроводов возможны следующие режимы работы:

– первый режим подразумевает ведение нормального процесса при транспортировке. В этом случае рабочее (нормативное) давление определяется гидравлическим расчетом трубопровода по проектным объемам транспортировки жидкости;

– второй режим работы трубопроводов осуществляется при выполнении технологических операций: глушение скважины, промывка, разрядка скважин в коллекторы, отработка скважин компрессором и др. Для данного случая максимальное давление в трубопроводах определяется по давлению срабатывания предохранительных устройств, и это давление принимается за расчетное давление в трубопроводах.

В качестве внутритрубной очистки нефтепровода от механических примесей, парафиновых и солевых отложений, с целью восстановления

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

пропускной способности труб, предусмотрена очистка горячей нефтью. Она осуществляется исходя из изменения гидравлического сопротивления трубопроводов и их гидравлической эффективности.

Нормальные условия эксплуатации и устранение возможности повреждения трубопроводов обеспечивается путем установления охранной зоны вдоль трассы трубопроводов, в виде участков земли на расстоянии 25 метров от оси трубопровода с каждой стороны, которые ограничиваются условными линиями. Если в одном техническом коридоре проходит более одного трубопровода, то охранная зона распространяется на 25 метров от оси крайнего трубопровода.

Объем ремонтных работ на трубопроводах и сроки их выполнения определяет отдел подготовки и транспортировки нефти и газа по результатам осмотров, диагностических обследований, ревизий, по прогнозируемым режимам транспортировки продукта, установленным предельным рабочим давлениям, анализу эксплуатационной надежности в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности.

Ремонт по каждому линейному объекту производится согласно годовому графику планово-предупредительных работ, который утверждается главным инженером.

Текущий ремонт линейных сооружений выполняет линейное звено по обслуживанию и ремонту трубопроводов участка эксплуатации трубопроводов.

Капитальный ремонт трубопроводов выполняется силами персонала участка эксплуатации трубопроводов, но могут быть привлечены сторонние организации по отдельным договорам.

По длине трубопровода расположены щиты-указатели. На них приведена следующая информация: наименование трубопровода, местоположение оси трубопровода от основания знака, привязка знака по трассе (по километрам или пикетам), направление и ширина охранной зоны, телефон, адрес и наименование организации, эксплуатирующей данный

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

трубопровод. На углах поворота, через каждый километр по трассам установлены опознавательные знаки в виде щитов-указателей высотой 1,5-2 метра от поверхности земли.

Контроль глубины заложения производят через 500 метров по трассе трубопровода. Фактическая глубина контролируется визуально, два раза в год шурфованием или один раз в три года трассоискателем.

Для защиты трубопроводов от внешней коррозии предусмотрена изоляция усиленного типа одним слоем полиэтиленовой ленты «Полилен» и одним изоляцией двумя слоями ленты и двумя слоями обертки.

Во время ревизии трубопроводов мониторинг скорости коррозии осуществляется неразрушающими методами.

2.4 Статистика отказов промысловых трубопроводов на месторождении

Трубопроводы на месторождении находятся в эксплуатации около 15 лет. Опыт эксплуатации показал, что для промысловых трубопроводов это длительный срок службы, и как следствие, число аварий с тяжелыми последствиями возрастает. В качестве основного метода по увеличению срока безопасной эксплуатации трубопроводов месторождения применяют капитальный ремонт со сплошной заменой труб. С 2011 по 2014 год на данном месторождении было заменено около 60% промысловых нефтепроводов.

На данный момент 60% нефтепроводов имеет срок эксплуатации около 5 лет, 20% – до 7 лет эксплуатации, 15% – от 7 до 10 лет и лишь 5% составляют нефтепроводы, которые были введены в эксплуатацию в 2008-2010 году.

Стоит отметить, что за 2022 год было выявлено 105 случая отказа промысловых трубопроводов (таблица 4). Из них 59 на нефтепроводах, 45 по причине внутренней коррозии. Потери нефти – около 200 т.

На водоводах высокого давления (ВВД) было выявлено 46 случаев, 38 из них по причине внутренней коррозии.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Стоит отметить, что большая часть аварий прихлась на нефтепроводы, срок службы которых более 10 лет.

Таблица 4 – Отказы промышленных трубопроводов на объектах месторождения за 2022 год

Трубопроводы	Отказы промышленных трубопроводов за 2022 г.						
	Всего отказов	Наружная коррозия	Внутренняя коррозия	Строительный брак	Прочие	Потери нефти от розливов, тн	Общие потери, тн
Промысловые трбопроводы (с учетом внутрикустовых)	105	0	83	0	22	5,3	200
5 лет	15	0	10	0	5		
5-10 лет	28	0	21	0	7		
более 10 лет	62	0	52	0	10		
Нефтепроводы	59	0	45	0	14	5,3	200
нефтепроводы выкидных линий (от скважин до ЗУ)	7	0	5	0	2		
нефтеcборный трубопровод (от ЗУ до УПН)	52	0	40	0	12		
Водоводы	46	0	38	0	8		
водоводы низкого давления	20	0	14	0	6		
водоводы высокого давления	26	0	24	0	2		
Газопроводы низкого давления	0	0	0	0	0		

Исходя из представленных в таблице данных, большинство отказов приходится на нефтеcборные трубопроводы и водоводы высокого давления, которые находятся в эксплуатации более 10 лет, что составляет те самые 5% трубопроводов эксплуатирующихся с 2008-2010 года. Основная причина отказов – внутренняя коррозия. Под графой «прочие» подразумеваются отказы, связанные с нарушением процесса эксплуатации, некачественной сваркой стыков, и в целом старения трубопроводного парка.

Главной особенностью эксплуатации множества нефтегазовых месторождений является снижение добычи нефти и, как правило, стратифицированного режима прокачки добываемых продуктов по нефтепроводам месторождения. Старение парка трубопроводов, увеличение содержания воды в добываемой нефти, увеличение содержания механических примесей приводит к увеличению коррозионной активности перекачиваемого продукта и увеличению аварийности из-за внутренней коррозии.

На месторождении находится в эксплуатации около 12000 м нефтепроводов и водоводов высокого давления различного диаметра и

толщины: 70 % - нефтесборные трубопроводы; 10 % - напорные нефтепроводы, 20 % - водоводы высокого давления.

В связи с увеличением эксплуатационного срока нефтепроводов и водоводов наблюдается увеличение дефектов, связанных с коррозией. При аварийных разливах нефти постоянно загрязняется окружающая среда, что приводит к актуальности вопрос о обеспечении надежности и безопасности промышленных трубопроводов.

Анализ отказов показывает, что причиной порывов трубопроводов различные, однако преобладает внутренняя коррозия. Отказы нефтепроводов на месторождении, по причинам, можно свести к следующему: некачественная сталь трубопроводов, некачественная сборка(сварка), предпредельный срок эксплуатации. Повышение эффективности промышленных трубопроводов на данном месторождении, следует вести по следующим направлениям:

1. Повышение качества технологии сборки трубопроводов и ремонта.
2. Применение трубопроводов с повышенными эксплуатационными характеристиками.
3. Применение труб новых конструкций (коррозионностойких труб).



Рисунок 1 – Динамика аварийности трубопроводов в период с 2010 по 2022 гг.

На рисунке 1 заметна тенденция повышения количества отказов с каждым годом, начиная с 2014. Это связано с увеличением обводненности добываемой продукции. На 2022 год обводненность добычи составляет порядка 90-95%, в результате чего, вырастает и количество отказов трубопроводов. Как было изложено выше, большинство отказов происходит по причине внутренней коррозии на трубопроводах, которые эксплуатируются 10 и более лет.

2.5 Объект исследования

В качестве объекта исследования был выбран промышленный нефтесборный трубопровод месторождения Томской области от ЗУ куста №3 до узла подключения УПН.

Трубопровод Дн 89×5 мм подземного способа прокладки, высота грунта от верхней образующей трубы 0,8 м. Эксплуатируется данный трубопровод 12 лет и имеет длину 490 м.

Согласно статистике отказов промышленных нефтесборных трубопроводов на месторождении, из общего количества 59, 17 приходится на данный трубопровод (рисунок 2).

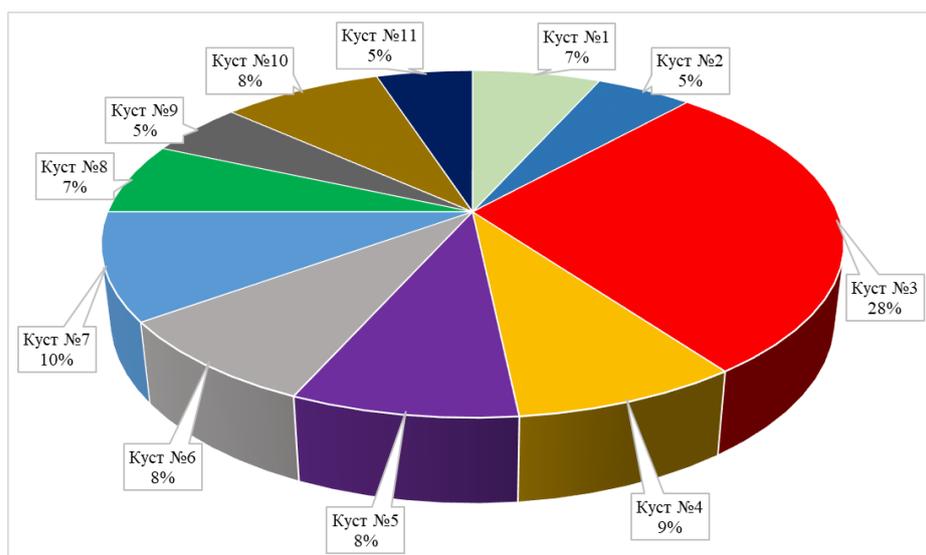


Рисунок 2 – Распределение отказов нефтесборных трубопроводов за 2022 год на месторождении по кустам

Характерные отказы – порывы, вызванные результатом внутренней коррозией. Основной метод решения – заварка, вырезка с заменой катушки.

Данный трубопровод изготовлен из низколегированной стали 09Г2С по [31] со сроком эксплуатации 20 лет.

Рабочее давление в трубопроводе 0,5-0,6 МПа.

2.6 Характеристика транспортируемой на объекте среды

По степени агрессивности, транспортируемая среда, перекачиваемая в рассматриваемом трубопроводе: **Высокоагрессивная** среда (скорость коррозии более 0,5 мм/год).

В трубопроводе перекачиваются нефть, газ и пластовая вода.

Нефть с куста №3 относится к 1 классу и 1 типу по ГОСТ Р 51858:

- легкая (плотность нефти в поверхностных условиях – 843 кг/м³);
- малосернистая (содержание серы – 0,3%);
- смолистая (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 5,8%);
- высокопарафинистая (содержание парафинов – 7,73%);
- с высоким содержанием светлых фракций (объемное содержание фракций, выкипающих до 3500 С – 61%).

Минерализация пластовой воды составляет ~36 г/л, плотность ~ 1,021 г/см³, среда – слабокислая. Вязкость пластовой воды – 0,382 МПа·с.

По соотношению главных компонентов ионно-солевого состава тип пластовых вод хлоридно-кальциевый. Состав и плотность пластовой воды представлены в таблице 5.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Таблица 5 – Состав и плотность пластовой воды

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя со скважины		
		32	34	36
1	Плотность, г/см ³	1,021	1,027	1,020
2	рН	6,8	6,3	6,0
Ионный состав, мг/л				
3	Cl ⁻	16166,7	21702,0	15265,0
4	HCO ₃ ⁻	1439,6	420,9	579,5
5	CO ₃ ⁻	-	-	-
6	Ca ²⁺	1293,5	1309,4	1120,0
7	Mg ²⁺	134,1	137,0	96,0
8	Fe	70	1,4	32
9	SO ₄ ²⁻	14,4	1,6	42,0
10	NH ₄ ⁻	250	50	87
11	NO ₂ ⁻ , NO ₃ ⁻	-	-	-

Коррозионная агрессивность обусловлена растворенными в пластовой воде солями (ионы [Cl-], [HCO3-]), углекислым газом, рН воды (ионы [H+]).

3 ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1 Применение металлических трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием и повышенными эксплуатационными характеристиками

Трубы с внутренним антикоррозионным покрытием

На многих промыслах имеется накопленный опыт эксплуатации таких труб. Исходя из этого опыта можно отметить, что негерметичность, чаще всего, наблюдается на газлифтных направлениях. Что касается механизированной добычи, то участки, куда поступает скважинная продукция, значительно меньше подвержены коррозии. Наиболее частое место появления негерметичностей – сварные швы и зона нанесения напыленного протектора, которая составляет 300 мм в обе стороны от сварного шва. Для повышения показателя надежности необходимо изменить внутренний способ защиты сварного шва.

Трубы с внутренним антикоррозионным покрытием могут быть применены при строительстве многих объектов в нефтегазовой отрасли, таких как: промышленные трубопроводы, трубопроводы насосных и компрессорных станций и т.д. Главным достоинством таких труб является защитное действие от коррозии и эрозии, создаваемой транспортируемыми средами, а также уменьшение гидравлического сопротивления.

Главным недостатком при использовании таких труб является сложность нанесения защитного покрытия на сварные стыки, где, как показывает практика, человеческих фактор очень велик. К наиболее распространенным способам защиты сварных швов относятся:

					<i>Разработка технических решений по повышению надежности промышленного трубопровода Томской области</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мамаев А.А.			Технические решения для повышения надежности промышленных трубопроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					27	116
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

- Газотермическое напыление на внутренние концевые участки труб;
- Вставные муфты.

Наиболее распространенное внутреннее антикоррозионное защитное покрытие – это заводское эпоксидное покрытие (рисунок 3). Для нанесения таких покрытий используются двухкомпонентные (смола, отвердитель) жидкие или порошковые краски, толщиной от 400 до 700 мкм. Также в качестве защитного покрытия могут выступать силикатно-эмалевые и полиэтиленовые оболочки [17].



Рисунок 3 – Стальной трубопровод с внутренним антикоррозионным покрытием

Исходя из вышеизложенного, можно отметить, что при сооружении таких трубопроводов возрастает продолжительность и расходы на строительство, в связи с обеспечением непрерывного внутреннего защитного покрытия на всем участке, особенно в местах сварки стыков. Также стоит отметить, хотя такие покрытия и стойки к агрессивным транспортируемым средам, они уязвимы к содержащимся в среде механическим примесям [18].

Трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками

В последние годы значительный прогресс достигнут в области повышения качества изготовления стальных труб. Здесь в первую очередь понимается повышение их коррозионных и хладостойких свойств, что достигается проведением операции термообработки труб, применением сталей с пониженным содержанием марганца и небольшим содержанием

хрома (до 1%). Трубы подобного типа изготавливаются на ряде российских заводов (Таганрогский, Волжский, Северский, Синарский).

В сравнении с классом нержавеющей сталей, трубы из сталей с повышенными эксплуатационными характеристиками нельзя назвать коррозионностойкими. Опыт эксплуатации показывает, что их стойкость к коррозии действительно выше, если сравнивать их с трубами, изготовленными по обычной технологии. При этом, стоит отметить, что длительный безаварийный срок эксплуатации таких труб, при взаимодействии с агрессивными средами, достигается за счет применения комплекса средств, которые включают в себя:

- Увеличение толщины стенки (в разумных пределах);
- Ингибиторную защиту;
- Периодическую очистку внутренней поверхности.

3.2 Применение ингибирования

В настоящее время наиболее популярным и распространенным методом защиты от коррозии и поддержания эксплуатационных свойств промышленных трубопроводов является применение ингибирования. Например, более 50% парка промышленных трубопроводов нефтяных месторождений Западной Сибири является ингибируемым [19].

Ингибиторы представляют собой вещества, замедляющие скорость протекания химических процессов коррозионного разрушения металла, путем образования защитной пленки на внутренней поверхности трубопровода при добавлении их в транспортируемую среду.

К ингибиторам коррозии, в зависимости от конкретных предприятий, предъявляются определенные требования. В [20] для ПАО «НК Роснефть» важным требованием для ингибиторов коррозии является обеспечение скорости коррозии защищаемого металла не более 0,1 мм/год. При этом, также необходимо учитывать, что ингибиторы не должны повышать устойчивость водонефтяных эмульсий и ухудшать товарные свойства среды, которую они

транспортируют. Также стоит отметить, что важным критерием при хранении ингибиторов на складах является сохранение их свойств на протяжении минимум 1 года.

Использование ингибиторов для защиты внутренней поверхности труб, на сегодняшний день, не всегда является надежной гарантией того, что будут отсутствовать отказы, связанные с разгерметизацией трубопроводов по причине внутренней коррозии. Технология применения ингибиторов до сих пор не идеальна, что приводит к возникновению отказов. Для подтверждения данного утверждения, исследование [19] представляет статистические данные, которые указывают на долю отказов, произошедших из-за сквозной внутренней коррозии, как на ингибированных, так и на неингибированных трубопроводах (рисунок 4). Данные отчета были получены на основе исследований месторождений Западной Сибири (Нижневартовский и Октябрьский районы Ханты-Мансийского АО – Югры).

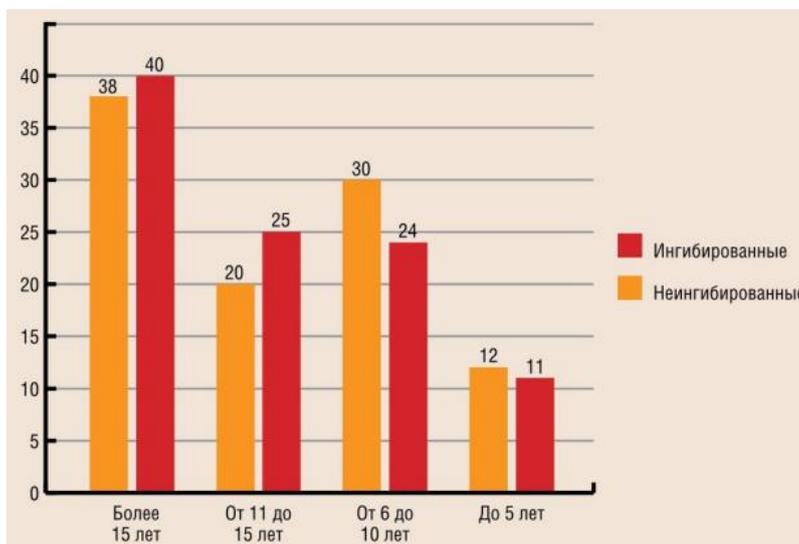


Рисунок 4 – Доля отказов по причине внутренней коррозии на ингибированных и неингибированных нефтепромысловых трубопроводах в зависимости от срока эксплуатации, %[19]

Из [19] исследования можно сделать вывод, что использование ингибиторов коррозии на трубопроводах не всегда гарантирует защиту от внутренней коррозии. Доля отказов по этой причине на трубопроводах с ингибиторами практически не отличается от доли отказов на

неингибированных трубопроводах (для срока эксплуатации до 5 лет и более 15 лет). К тому же, некоторые ингибированные трубопроводы показали скорость внутренней коррозии более 1 мм/год. Интересно отметить, что в исследовании представлены данные лабораторных тестов, которые показали, что применяемые на предприятии ингибиторы имеют защитное действие не менее 90%.

Заявленную эффективность, применение ингибирования, имеет только при отсутствии парафинистых отложений в трубопроводе. Систематическая очистка внутренней полости трубопровода, определяемая предприятием в соответствии с нормативной документацией, обеспечит эффективную работу ингибиторов коррозии.

Исходя из вышеперечисленного, можно отметить, что перспективным методом повышения надежности и эксплуатационных свойств промышленных нефтесборных трубопроводов является применение труб из композитных материалов, в качестве замены стальным, рассмотрим их подробнее.

3.3 Применение неметаллических трубопроводов

В нефтяной отрасли на данный момент используются следующие виды композитных труб для сооружения трубопроводов:

- Армированные полипропиленовые трубы;
- Армированные полиэтиленовые трубы;
- Стекловолоконные и базальтоволоконные трубы;

Армированные полипропиленовые трубы

Полипропилен представляет собой термопластичный материал. Это синтетический полимер с макромолекулами, имеющими спиральную конформацию. Полипропилен относят к классу полиолефинов. Синтезируется данное вещество в ходе реакции полимеризации пропилена.

Эксплуатационные характеристики труб, изготовленных из данного вещества, определяются особенностями используемого полипропилена.

					<i>Технические решения для повышения надежности промышленных трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

Трубы, изготовленные из полипропилена, классифицируют следующим образом. По конструкции подразделяются на однослойные и многослойные.

Полипропиленовые трубы однослойного исполнения изготавливают следующих видов:

➤ РРН – изготовлены из гомополипропилена. Отличаются относительно невысокой прочностью. Такие трубы в основном применяют в системах холодного водоснабжения;

➤ РРВ – изготовлены из блок-сополимера полипропилена. Применяются при организации напольных отопительных систем и в системах холодного водоснабжения;

➤ РРР – изготовлены из рандом-сополимера полипропилена. Такие трубы имеют равномерное распределение нагрузки по внутренней поверхности. Используются в системах холодного и горячего водоснабжения;

➤ РРС – изготовлены из трудновоспламеняющегося полифенилсульфида. Имеют сравнительно высокие величины предельно допустимой температуры по сравнению с полипропиленами предыдущих видов (до +95 °С). Такие трубы применяются в системах горячего водоснабжения и отопления, вентиляции и дымоходов.

Для повышения прочности и жесткости применяют армирование полипропиленовых труб. В таком случае конструкция включает в себя три слоя: внутренний армирующий слой и два слоя полипропилена. Армирование труб производят алюминиевой фольгой, стекловолокном или базальтсволокном (рисунок 5)

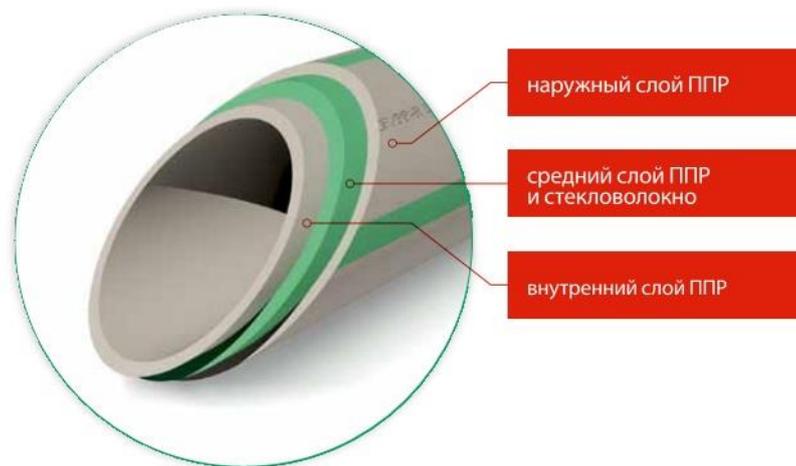


Рисунок 5 – Полипропиленовая труба, армированная стекловолокном (базальтоволокном)

По информации от производителя [21], рассматриваемые виды полипропиленовых труб рассчитаны на рабочее давление до 2,5 МПа. Допустимая температура перекачиваемой среды таких труб до +60 °С, в случае PPS труб до +95 °С.

Соединения данных труб между собой осуществляется сваркой при помощи специализированного оборудования [22].

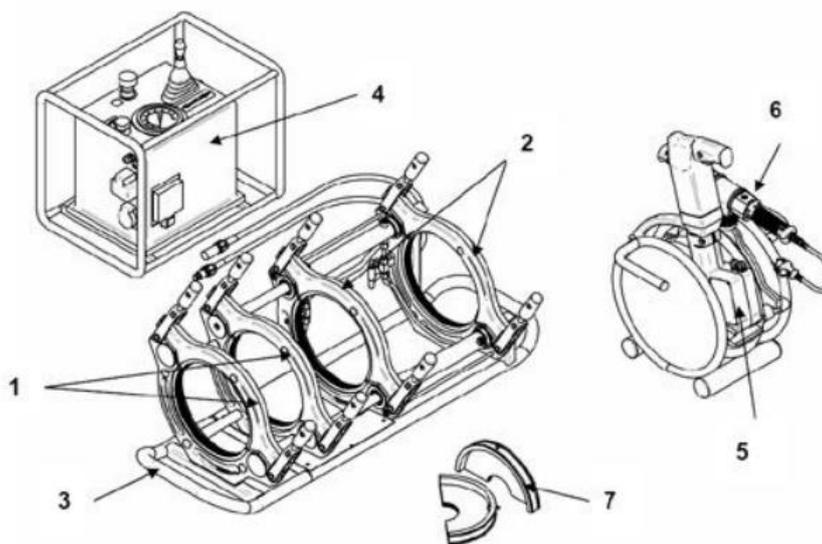


Рисунок 6 – Состав оборудования для стыковой сварки [22]:

1 – подвижные зажимы для труб; 2 – неподвижные зажимы для труб; 3 – рама для установки положения зажимов; 4 – гидравлический привод; 5 – торцеватель; 6 – нагревательный элемент (сварочное зеркало); 7 – сменные вкладыши

Согласно информации от производителя полипропиленовых труб [32], они обладают следующими **преимуществами** по сравнению со стальными трубами:

- Высокая стойкость к коррозии;
- Низкие показатели теплопроводности;
- Небольшой удельный вес;
- Предотвращение образования отложений на внутренней поверхности;
- Гладкая внутренняя поверхность.

Недостатки полипропиленовых труб по сравнению со стальными:

- Невозможность эксплуатации при низких температурах (-20 °С и ниже);
- Высокий коэффициент линейного расширения;
- Непереносимость ультрафиолетового излучения.

Максимальное рабочее давление 2,5 МПа соответствует требуемому на рассматриваемом промышленном нефтесборном трубопроводе, однако, еще одним важным критерием отбора труб является морозостойчивость, так как рассматриваемый трубопровод находится на севере Томской области, районе, приравненном к районам Крайнего Севера. По данному показателю применение полипропиленового трубопровода взамен стального на рассматриваемом участке невозможно.

Армированные полиэтиленовые трубы

Полиэтилен представляет собой органическое соединение молекул этилена и газа, связанных между собой в результате полимеризации.

Полиэтилен подразделяют на марки, которые обозначаются буквами ПЭ с добавлением численного индекса. Различие марок заключается в параметрах процесса полимеризации при производстве. Числовой индекс в марке полиэтилена обозначает степень кристалличности материала.

Полиэтилен обладает таким свойством как проницаемость. В результате диффузия жидких углеводородов сквозь стенки трубопровода может привести

к снижению прочности материала. Однако на эту тему были проведены испытания, а опыт эксплуатации таких трубопроводов показывает, что снижение прочности незначительно [23].

Трубы изготавливают из полиэтиленов низкого давления марок ПЭ80 и ПЭ100. Полиэтиленовые трубы армируют для достижения лучших прочностных показателей. Армирование производят металлическим каркасом или синтетическими нитями. На рисунке 16 представлена конструкция трубы, армированной синтетическими нитями.

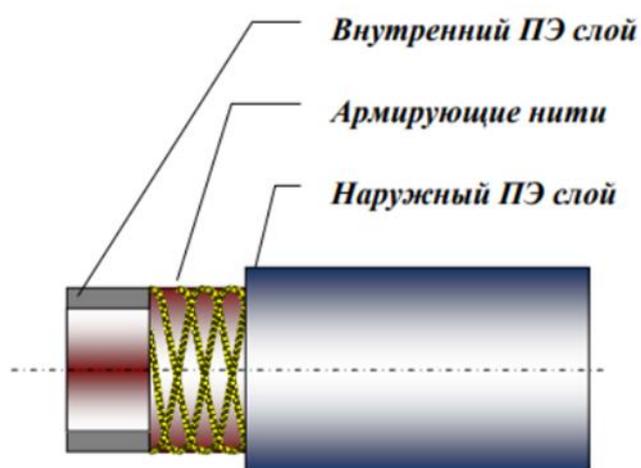


Рисунок 7 – Конструкция армированной полиэтиленовой трубы

Опыт применения армированных полиэтиленовых труб в России, показывает, что полиэтиленовые трубопроводы успешно работают при рабочем давлении до 2,5 МПа с агрессивными транспортируемыми средами на выкидных линиях и системах заводнения пластов [24].

Согласно информации от производителя ООО «Технология композитов» [25], выпускаемые ими полиэтиленовые трубы рассчитаны на рабочее давление до 4,0 МПа. Однако это предприятие выпускает трубы только наружным диаметром от 75 до 160 мм. Поставляются такие трубы скотанными в бухты до 350 м, что облегчает и ускоряет монтаж (Рисунок 8)



Рисунок 8 – Полимерный трубопровод, смотанный в бухту [25]

Общие **преимущества** армированных полиэтиленовых труб различных производителей по сравнению со стальными следующие:

- Высокая стойкость к коррозии;
- Гладкая внутренняя поверхность;
- Малый удельный вес;
- Простота монтажа;
- Относительно высокая морозоустойчивость.

Недостатки полиэтиленовых труб по сравнению со стальными:

➤ Воздействие ультрафиолета приводит к снижению эксплуатационных характеристик.

В [26] представлены некоторые данные по испытанию образцов стальных и полиэтиленовых трубопроводов на скорость коррозии с применением различных ингибиторов. Испытания показали, что полимерные трубопроводы, в отличие от стальных, не подвержены коррозии.

Таблица 6 – Результаты эксперимента [26]

№ образцов	Условия эксперимента	Наименование материала	m1 до испытания, g	m2 после испытания, g	t, время испытания, h	P, скорость коррозии, г/л	Z, защитное действие ингибитора, %
Образец №5	холостой опыт	стальной образец	18.84684	18.82014	72	0.0003708333	
		полиэтиленовый образец	5.46456	5.46457	72	0	
Образец №6	ингибитор солеотложений «Акватек-512 Н»: 50 г/тону подтоварной H ₂ O	стальной образец	34.29650	34.27875	72	0.0002465278	33.52
		полиэтиленовый образец	4.89603	4.89605	72	0	-
Образец №7	ингибитор коррозии «ХПК-002»: 25-30 г/тону жидкости (H ₂ O + нефть)	стальной образец	29.05638	29.03869	72	0.0002456944	33.75
		полиэтиленовый образец	5.72116	5.72117	72	0	-
Образец №8	ингибитор парафиноотложения «Санпар 5403»: 150 г/тону нефти	стальной образец	28.65869	28.63980	72	0.0002623611	29.25
		полиэтиленовый образец	4.46117	4.46116	72	0.0000001389	-
Образец №9	ингибированная соляная кислота с добавлением «Акватек 50»: 0,2 тонны HCl + 0,008 тонн Акватек 50/тону подтоварной H ₂ O	стальной образец	24.66685	24.57576	72	0.0012651389	-
		Полиэтиленовый образец	4.46348	4.46349	72	0	-

В отличие от стали, физические и химические свойства полиэтилена гарантируют герметичность и устойчивость, деструкции и потери массы под воздействием агрессивных веществ (кислоты, щелочи и др.), находящихся в почве и в транспортируемой среде, в течение всего срока эксплуатации. Трубы ПНД отличаются от стальных, высокими показателями пластичности, радиус изгиба труб – не менее 10 наружных диаметров. Вследствие этого при монтаже трубопровода требуется меньше соединительных деталей, упрощается проектирование и строительство трубопровода. Полиэтиленовые трубы весят в 7 раз меньше стальных аналогичного диаметра. Для сварки полиэтиленовых труб не требуется тяжелая техника, ниже потребление энергии, по сравнению со сваркой стальных труб. К тому же возможность применения длинномерных труб в бухтах снижает количество сварных соединений в 15-20 раз. Все вышеперечисленное позволяет значительно снизить сроки строительства и уменьшить капитальные затраты [24].

Подытожив, можно отметить, что данный тип труб может рассматриваться в качестве замены стального.

Стекловолоконные и базальтоволоконные трубы

Трубы из стекловолокна или базальтоволокна производят способом намотки или центробежным литьем. Способ центробежного литья используется для изготовления труб больших диаметров, данный способ энергоемкий и слишком дорогой. Более подходящим способом изготовления труб для нефтепровода является способ непрерывной намотки волокон, пропитанных связующим.

В настоящее время производят из стекловолокна и базальтоволокна насосно-компрессорные трубы, трубы диаметром до 150 мм для систем поддержания пластового давления, трубы нефтепроводов диаметром до 300 мм, рассчитанные на рабочее давление до 10,0 МПа. Согласно информации о продукции компании ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб», выпускаемые стекловолоконные линейные трубы наружным диаметром до 200 мм рассчитаны на рабочее давление до 27,6 МПа [27].

Основное применение такие трубы находят для транспортировки агрессивных сред, минерализованной воды, углеводородного сырья, при высоких концентрациях углекислого газа CO_2 , сероводорода H_2S [28].

Соединяются стекло(базальто)волоконные трубы при помощи быстрого и надежного раструбного соединения, при котором конец трубы вставляется в следующую (рисунок 9). Для соединения с трубопроводной арматурой и стальными трубами используется фланцевое соединение [16,17]



Рисунок 9 – Раструбное соединение стекловолоконных труб [28]

Стекло(базальто)волоконные трубы обладают высокой удельной прочностью по сравнению с термопластичными полимерами. Так же отличиями от термопластичных труб являются высокая теплостойкость (стекловолоконные трубы выдерживают до 105 °С, а базальтоволоконные до 130 °С) и очень низкий коэффициент температурного расширения.

Преимущества стекло(базальто)волоконных труб перед стальными следующие:

- высокая стойкость к агрессивным средам;
- высокоэффективная теплоизоляция исключает тепловые потери;
- высокая абразивная стойкость;
- имеют малую массу, что существенно снижает затраты при монтаже и транспортировке;
- гладкая внутренняя поверхность;
- соединение труб не требует сварки и контроля сварных швов.

Однако, главным недостатком стекловолоконных труб, эксплуатирующихся под действием внутреннего давления, в частности, является неустойчивость к трещинообразованию поперек волокон.

Как показывают эксперименты [31], процесс трещинообразования в стенке трубы неизбежен. Таким образом, одной из главных задач при проектировании стекловолоконных труб является обеспечение их герметичности. Применяемые в настоящее время технологии герметизации, а именно использование внутренних эластомерных герметизирующих слоев, оказывается малоэффективным ввиду имеющего место «кессонного эффекта» (рисунок 10), заключающегося в отслаивании и вздутии эластомерного герметизирующего слоя вдоль всей внутренней поверхности труб при резких сбросах давления, что делает невозможным дальнейшую эксплуатацию таких труб [31].

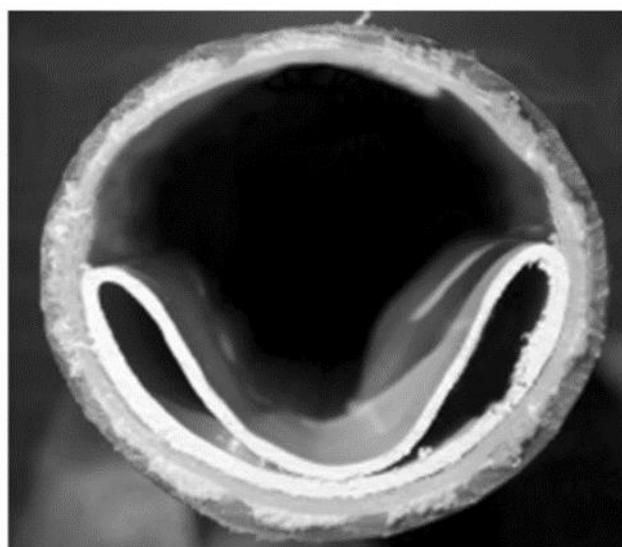


Рисунок 10 – Проявление «кессонного эффекта» при сбросе давления в стекловолоконном трубопроводе с эластомерным герметизирующим слоем [31]

Учитывая вышеперечисленное, была разработана конструкция бислойной трубы [31], позволяющая решить проблему герметизации и предотвратить проницаемость транспортируемых сред через герметизирующий слой, ликвидировав тем самым угрозу возникновения «кессонного явления».

Это достигается за счет того, что в тонкослойных герметизирующих оболочках предложено использовать конструктивно-технологическую концепцию их рифления (рисунок 11).

При нагружении трубы внутренним давлением силовая оболочка перетерпевает упругие деформации растяжения и в тангенциальном, и в коаксиальном направлениях. Для предотвращения разрыва от тангенциальных напряжений или отслоения от силовой стенки тонколистовой упругой герметизирующей оболочки, упругая деформация которой при разрыве меньше упругой деформации стеклопластиковой оболочки трубы, герметизирующая оболочка выполняется с системой радиальных складок, образующих ребра жесткости, обращенные внутрь трубы.

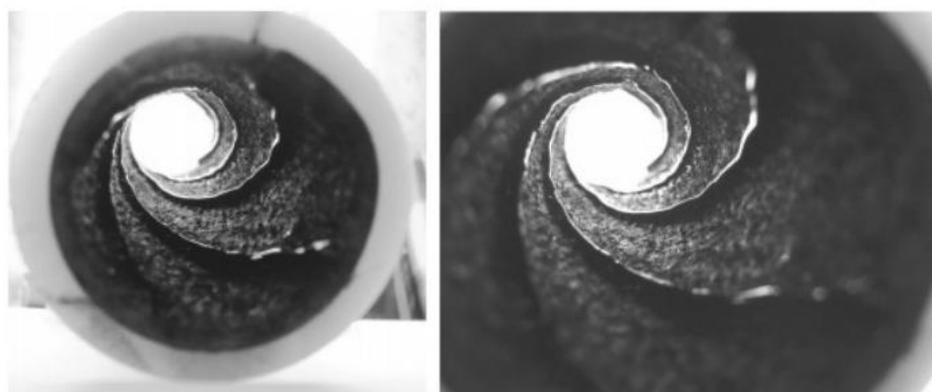


Рисунок 11 – Стекловолоконная труба с рифленным герметизирующим слоем [31]

Таким образом, герметизирующая оболочка оказывается при действии внутреннего давления транспортируемой среды не нагруженной, адаптивно отслеживая радиальную деформацию силовой оболочки трубы. Такая конструктивно-технологическая концепция применима и в случае использования в качестве герметизирующего слоя полимерного материала, такого как полиэтилен, который при действии внутреннего давления транспортируемой среды, не испытывая плоского двусосного растяжения, уже не будет разуплотняться, с последующем образованием каналов проницаемости в нем. Благодаря такой технологии, непроницаемость полимерной герметизирующей оболочки трубы существенно повышается. Кроме того, такой герметизирующий слой имеет ряд преимуществ перед гладким герметизирующим слоем:

– меньший вес, при том же гидравлическом сопротивлении и давлении;

– способность противостоять сдвиговым деформациям.

Применение стекло(базальто)волоконных труб в качестве замены стальным возможно при замене рассматриваемого объекта настоящей работы промышленного нефтесборного трубопровода одного из месторождений Томской области.

Выводы по применению неметаллических трубопроводов

В результате анализа наиболее распространенных композитных труб на российском рынке, было выявлено, что наиболее подходящими композитными трубами для замены рассматриваемого промышленного нефтесборного трубопровода являются именно стекло(базальто)волоконные трубы. Технические характеристики данных труб соответствуют параметрам действующего стального трубопровода одного из месторождений Томской области.

Полиэтиленовые трубы же так же могут рассматриваться для данного объекта, но стекло(базальто)волоконные трубы обладают высокой удельной прочностью по сравнению с полиэтиленовыми трубами. Так же отличиями от полиэтиленовых труб являются высокая теплостойкость и очень низкий коэффициент температурного расширения.

Полипропиленовые трубы не подходят для эксплуатации в условиях района, приравненного к районам Крайнего Севера.

3.3.1 Неразрушающий контроль неметаллических трубопроводов

С развитием трубопроводного транспорта требуется решать задачи определения его остаточной работоспособности. Существующие методы неразрушающего контроля стальных труб, не позволяют обнаруживать дефекты в неметаллических трубопроводах, так как их физико-химические свойства значительно отличаются. Использование существующих методик невозможно [32].

Дефекты, возникающие в структуре неметаллических труб: поверхностное вздутие, коробление, расслоение; коробление и поворот

					Технические решения для повышения надежности промышленных трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

отдельных слоев материала; повышенная пористость, раковины, трещины, вздутие; снижение адгезии связующего вещества и наполнителя и др. Все вышеперечисленные дефекты приводят к возникновению внутренних остаточных напряжений, а также нарушению ориентации армирующих волокон, которые провоцируют появление концентраторов напряжений. Это происходит, потому что в материале трубы возникают участки со значительным расхождением физико-химических свойств.

Своевременное прогнозирование остаточного ресурса позволит избежать техногенные события при разрушении трубопроводов и разгерметизацию конструкций и деталей. Не выявленные же дефекты могут приводить к значительным экономическим потерям. Основным методом неразрушающего контроля неметаллических труб является акустический. Среди акустических методов контроля неметаллических труб особое место занимают специальные низкочастотные методы.

Особенностью такого метода является то, что между исследуемой конструкцией и чувствительным органом дефектоскопа происходит сухой контакт в небольшой площади ($0,01 - 0,5 \text{ мм}^2$). К таким методам относятся импедансный и велосиметрический методы.

Специальные низкочастотные методы позволяют обнаруживать дефекты клеевого соединения между неметаллическим каркасом и покрытием, а также дефекты в неметаллических конструкциях [33].

Низкочастотные методы неразрушающего контроля клеевых конструкций позволяют контролировать:

- детали с различной шероховатостью поверхности, выполненных из анизотропных материалов;
- детали с кривизной поверхности (как выпуклых деталей, так и вогнутых);
- детали без смачивания или погружения их в жидкость. Это позволяет проводить контроль конструкций из гигроскопичных материалов.

Рассмотрим более подробно акустический велосимметрический метод неразрушающего контроля. Этот метод основан на влиянии нарушений сплошности материала (дефектов) на скорость распространения упругих волн в контролируемой конструкции, а также на изменении пути волны между излучателем и приемником, вызванное наличием таких нарушений [34].

В исследуемом изделии возбуждаются непрерывные или импульсные низкочастотные УЗК (20-70 кГц). Дефекты регистрируются по времени распространения волны на участке между излучающим и приемным вибраторами дефектоскопа. Эти параметры не зависят от силы прижатия преобразователя к изделию, состояние акустического контакта и других факторов, поэтому метод отличается повышенной стабильностью показаний. Данный метод позволяет выявлять дефекты на глубине до 30 мм.

Однако двусторонним методом могут исследоваться конструкции толщиной до 150 мм.

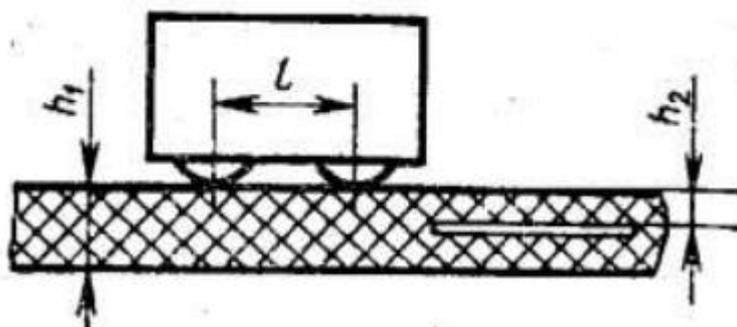


Рисунок 12 – Схема одностороннего контроля велосимметрическим методом [34]

Преобразователь в корпусе содержит излучающий и приемный вибраторы с фиксированным расстоянием l между осями. От излучателя распространяется во всех стороны непрерывно излучаемая антисимметрическая волна нулевого порядка. С увеличением толщины изделия фазовая скорость c ее распространением увеличивается. При отсутствии дефекта скорость c_1 определяется толщиной h_1 изделия. при расположении преобразователя над расслоением скорость волны c_2 соответствует толщине h_2 разделенного дефектом слоя, причем $c_2 < c_1$.

С уменьшением скорости меняется фаза бегущей волны в точке приема, это и служит основным признаком дефекта. Дополнительным признаком является увеличение амплитуды принятого сигнала.

Для излучения и приема упругих колебаний в преобразователях применяют работающие на собственных частотах составные пьезовибраторы. В преобразователях при одностороннем доступе к изделию расстояние между осями вибраторов выбирают порядка длины упругой волны (20-35 мм). Во всех преобразователях вибраторы прижимаются к контролируемому изделию пружинами. Следует отметить и тот факт, что метод контроля изделий с односторонним доступом такой же, как и при импедансном методе. При увеличении глубины залегания дефекта чувствительность велосиметрического метод падает.

					<i>Технические решения для повышения надежности промысловых трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

В качестве расчетной части предлагается провести прочностные и гидравлические расчеты, а также расчет гидравлического удара для стекловолоконного и стального трубопроводов, с целью определения возможности применения первых в качестве замены действующего.

Для прочностных расчетов рассмотрим 2 варианта:

1. Замена действующего трубопровода на стальной. Примем трубу с диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм, стальные бесшовные повышенной коррозионной стойкости, предназначенные для обустройства месторождений, по [35] из стали марки 13ХФА с заводским антикоррозионным покрытием.

2. Замена действующего трубопровода на стекловолоконные трубы с условным диаметром 100 мм по [36] производителя ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб».



Рисунок 13 – Алгоритм расчета на прочность стального и стекловолоконного трубопроводов [38]

					<i>Разработка технических решений по повышению надежности промышленного трубопровода Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Мамаев А.А.</i>				Расчетная часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						46	116
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

Для гидравлического расчета также рассмотрим 2 варианта:

1. Стекловолоконный трубопровод 106×3 мм по [37] и его потери давления по длине;
2. Стальной трубопровод 89×5 мм: новый (шероховатость 0,2 мм) и после года эксплуатации (шероховатость 0,5 мм).

➤ Гидравлический расчет стекловолоконного нефтесборного трубопровода:

- Определение объемных и массовых расходов всех компонентов перекачиваемой среды;
- Определение скорости потока;
- Определение числа Рейнольдса и его пределов;
- Определение коэффициента гидравлического сопротивления;
- Определение потерь давления по длине стекловолоконного трубопровода.

➤ Гидравлический расчет стального нефтесборного трубопровода:

- Определение скорости потока;
- Определение числа Рейнольдса и его пределов:
 - 1) Для новых труб (шероховатость 0,2 мм);
 - 2) Для труб после года эксплуатации (шероховатость 0,5 мм)
- Определение коэффициента гидравлического сопротивления;
- Определение потерь давления по длине стального трубопровода:
 - 1) Для новых труб;
 - 2) Для труб после года эксплуатации.

Рисунок 14 – Алгоритм гидравлического расчета стекловолоконного и стального трубопроводов [38,39]

Расчет гидравлического удара:

1. Для стального трубопровода 89×5 мм;
2. Для стекловолоконного трубопровода 106×3 мм.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

➤ Расчет гидравлического удара для стального нефтесборного трубопровода:

- Определение скорости распространения волн давления в стальном трубопроводе;
- Определение повышения давления вследствие мгновенного прекращения движения жидкости.

➤ Расчет гидравлического удара для стекловолоконного нефтесборного трубопровода:

- Определение скорости распространения волн давления в стекловолоконном трубопроводе;
- Определение повышения давления вследствие мгновенного прекращения движения жидкости.

Рисунок 15 – Алгоритм расчета гидравлического удара [46,47]

4.1 Расчет на прочность стального трубопровода

Расчет трубопровода на прочность состоит в выполнении проверок кольцевых напряжений, продольных напряжений и эквивалентных напряжений [38].

1. Условие прочности для кольцевых напряжений σ_h , МПа, выполняется, если кольцевые напряжения от расчетного давления, вычисляемые по формуле (1):

$$\sigma_h = \frac{P \cdot D}{2\delta} \leq k_y \cdot F_y \cdot \sigma_y, \quad (1)$$

Где F_y расчетный коэффициент предела текучести, равный 0,72;

k_y – коэффициент равный 1,25;

σ_y – нормативный предел текучести материала труб, равный 360 МПа.

$$\sigma_h = 62,3 \text{ МПа} \leq 324 \text{ МПа}$$

Условие прочности *выполняется*.

2. Проверка условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений:

– при $\sigma_l > 0$ вычисляют по формуле:

$$\sigma_l \leq F_{eq} \cdot \sigma_y, \quad (2)$$

– при $\sigma_l < 0$ вычисляют по формуле:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$\sigma_{eq} \leq F_{eq} \cdot \sigma_y, \quad (3)$$

где σ_l - продольное напряжение, МПа;

σ_{eq} - эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

F_{eq} - расчетный коэффициент для продольных и эквивалентных напряжений, принимаемый в зависимости от стадии «жизни» трубопровода.

Примем F_{eq} равное 1.

Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса, вычисляется по формуле (4):

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \cdot \sigma_l + \sigma_l^2 + 3\tau^2}, \quad (4)$$

где σ_h - кольцевые напряжения от внутреннего давления, МПа;

σ_l - продольные напряжения, МПа;

τ - касательные напряжения, МПа.

Продольное и касательное напряжения определяются из выражений:

Продольные напряжения σ_l , МПа:

$$\sigma_l = \sigma_h \cdot \mu - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2R}, \quad (5)$$

где μ - коэффициент поперечной деформации материала труб, равный 0,26;

E - модуль деформации материала труб, равный 2,1 МПа;

D - наружный диаметр трубы, равный 0,089 м;

R - радиус упругого изгиба, равный 1 м;

α - линейный коэффициент температурного расширения, равный $11,9 \cdot 10^{-5} (\text{°C})^{-1}$;

ΔT - температурный перепад, равный 5°С.

Касательные напряжения τ , МПа:

$$\tau = \frac{M_\tau}{2W} + \frac{2Q}{A}, \quad (6)$$

где Q - поперечная сила, МН.

$$Q = P \cdot \pi \cdot \frac{D_{вн}^2}{4}, \quad (7)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

M_τ - крутящий момент, МН·м.

$$M_\tau = 2A, \quad (8)$$

A - площадь поперечного сечения трубы, м².

$$A = \frac{\pi \cdot (D^2 - D_{\text{вн}}^2)}{4}, \quad (9)$$

W - момент сопротивления сечения трубопровода, м³.

$$W = \frac{2I}{D}, \quad (10)$$

где I – момент инерции сечения трубы, м⁴.

$$I = \frac{\pi \cdot (D^4 - D_{\text{вн}}^4)}{4}, \quad (11)$$

$$I = 1,86 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4.$$

Момент сопротивления сечения трубопровода:

$$W = 4,1 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3.$$

Площадь поперечного сечения трубы:

$$A = 1,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Крутящий момент:

$$M_\tau = 2,6 \cdot 10^{-3} \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

Касательные напряжения:

$$\tau = 55,2 \text{ МПа}.$$

Продольное напряжение σ_l :

$$\sigma_l = 16,3 \text{ МПа}.$$

$$16,3 \text{ МПа} \leq 360 \text{ МПа}$$

Условия для продольного напряжений *выполняются*.

Эквивалентное напряжение:

$$\sigma_{eq} = 110,7 \text{ МПа}.$$

$$110,7 \text{ МПа} \leq 360 \text{ МПа}$$

Условия для эквивалентных напряжений *выполняются*.

Условия прочности для стального трубопровода диаметром 89 мм выполняются.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

4.2 Расчет на прочность стекловолоконного трубопровода

Прочностной расчет трубопроводов из композитных материалов, рекомендуется сводить к соблюдению неравенства (12) [39].

$$\frac{\varepsilon_p}{\varepsilon_{pp}} + \frac{\varepsilon - \varepsilon_c}{\varepsilon_{pp}} \leq 1, \quad (12)$$

где ε_p – максимальное значение деформации растяжения материала в стенке трубы из-за овальности поперечного сечения трубы под действием грунтов ($q_{гр}$, МПа) и транспортных нагрузок (q_t , МПа);

ε - степень растяжения материала стенки трубы от внутреннего давления в трубопроводе (21);

ε_c - степень сжатия материала стенки трубы от воздействия внешних нагрузок на трубопровод (22);

ε_{pp} - предельно допустимое значение деформации растяжения материала в стенке трубы, происходящей в условиях релаксации напряжений (23);

ε_{pp} - предельно допустимая деформация растяжения материала в стенке трубы в условиях ползучести (24);

Значение ε_p может быть определено по формуле (13):

$$\varepsilon_p = 4,27 \cdot K_\sigma \frac{\delta}{D} \cdot \psi \cdot K_{з\psi}, \quad (13)$$

где K_σ - коэффициент постели грунта для изгибающих напряжений, учитывающий качество уплотнения, его можно принимать: при тщательном контроле – 0,75, при периодическом контроле – 1,0, при отсутствии контроля – 1,5;

$K_{з\psi}$ - коэффициент запаса на овальность поперечного сечения трубы, принимается равным: 1,0 – для напорных и самотечных трубопроводов и 2 – для дренажных трубопроводов;

ψ - относительное укорочение вертикального диаметра трубы в грунте.

Определим по формуле (14):

$$\psi = \psi_{гр} + \psi_T + \psi_M, \quad (14)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

где $\psi_{гр}$ – относительное укорочение вертикального диаметра трубы под действием грунтовой нагрузки;

$\psi_{т}$ – относительное укорочение вертикального диаметра трубы под действием транспортных нагрузок;

$\psi_{м}$ – относительное укорочение вертикального диаметра трубы, образовавшееся в процессе складирования, транспортировки и монтажа. Его можно приближенно принимать 0,02.

$$\psi_{гр} = \frac{K_{т} \cdot K_{w} \cdot q_{гр}}{K_{ж} \cdot G_0 + K_{гр} \cdot E_{гр}}, \quad (15)$$

где $K_{т}$ - коэффициент, учитывающий запаздывание овальности поперечного сечения трубы во времени и зависящий от типа грунта, степени его уплотнения, может принимать значения от 1 до 1,5;

K_{w} – коэффициент прогиба, учитывающий качество подготовки ложа и уплотнения, можно принимать: при тщательном контроле – 0,09, при периодическом – 0,11, при бесконтрольном ведении работ – 0,13;

$K_{гр}$ – коэффициент, учитывающий влияние грунта засыпки на овальность поперечного сечения трубопровода, можно принять равным 0,06;

$E_{гр}$ – модуль деформации грунта траншеи, примем 5 МПа;

$K_{ж}$ – коэффициент, учитывающий влияние кольцевой жесткости оболочки трубы на овальность поперечного сечения трубопровода, можно принимать равным 0,15.

$$q_{гр} = \gamma H_{тр}, \quad (16)$$

где γ – удельный вес грунта, для глины 26870 Н/м³;

$H_{тр}$ – глубина засыпки трубопровода, считая от поверхности земли до уровня горизонтального диаметра, примем 1 м.

Кратковременная кольцевая жесткость оболочки трубы:

$$G_0 = 53,7 \frac{E_0 \cdot I}{(1 - \mu^2)(D - \delta)^3}, \quad (17)$$

где μ – коэффициент Пуассона материала трубы (приводится в нормативной документации), равный 0,39;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

I – момент инерции сечения трубы на единицу длины, определяемый по формуле (18):

$$I = \frac{\delta^3}{12}, \quad (18)$$

Относительное укорочение вертикального диаметра трубы под действием транспортных нагрузок:

$$\psi_T = \frac{K_{ок} \cdot K_y \cdot q_T}{K_{ж} \cdot G_0 + K_{гр} \cdot n \cdot E_{гр}}, \quad (19)$$

где K_y – коэффициент уплотнения грунта, примем 1,25;

q_T – транспортная нагрузка, принимаем 0,01 МПа;

n – коэффициент, учитывающий глубину заложения трубопровода, примем n равное 0,5;

$K_{ок}$ – коэффициент, учитывающий процесс округления овализованной трубы под действием внутреннего давления, примем равный 1.

Суммарная внешняя нагрузка на трубопровод определяется по формуле (20) МПа:

$$q_c = q_{гр} + q_T, \quad (20)$$

Степень растяжения материала стенки трубы от внутреннего давления в трубопроводе:

$$\varepsilon = \frac{P}{2E_0} \cdot \frac{D}{\delta}, \quad (21)$$

Степень сжатия материала стенки трубы от воздействия внешних нагрузок на трубопровод:

$$\varepsilon_c = \frac{q_c}{2E_0} \cdot \frac{D}{\delta}, \quad (22)$$

Предельно допустимое значение деформации растяжения материала в стенке трубы, происходящей в условиях релаксации напряжений:

$$\varepsilon_{pp} = \frac{\sigma_0}{E_\tau \cdot K_3}, \quad (23)$$

где σ_0 – кратковременная расчетная прочность при растяжении материала трубы, МПа (26);

					Расчетная часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

E_τ – долговременное значение модуля упругости при растяжении материала трубы, равное 20 ГПа [39].

Предельно допустимая деформация растяжения материала в стенке трубы в условиях ползучести:

$$\varepsilon_{\text{рп}} = \frac{\sigma_0}{E_0 \cdot K_3}, \quad (24)$$

где K_3 – коэффициент запаса, примем равным 2,

E_0 – кратковременное значение модуля упругости при растяжении материала трубы, МПа (25).

В качестве исходных результатов определения возможности применения композитных труб для повышения надежности и эксплуатационных свойств промышленного трубопровода была взята зависимость силы сопротивления материала от растяжения для образцов стекловолоконной арматуры из [40].

Экспериментальные данные растяжения образцов представлены на рисунке 25. На нем изображена зависимость сила сопротивления образца растяжению F от показания индикатора l_B .

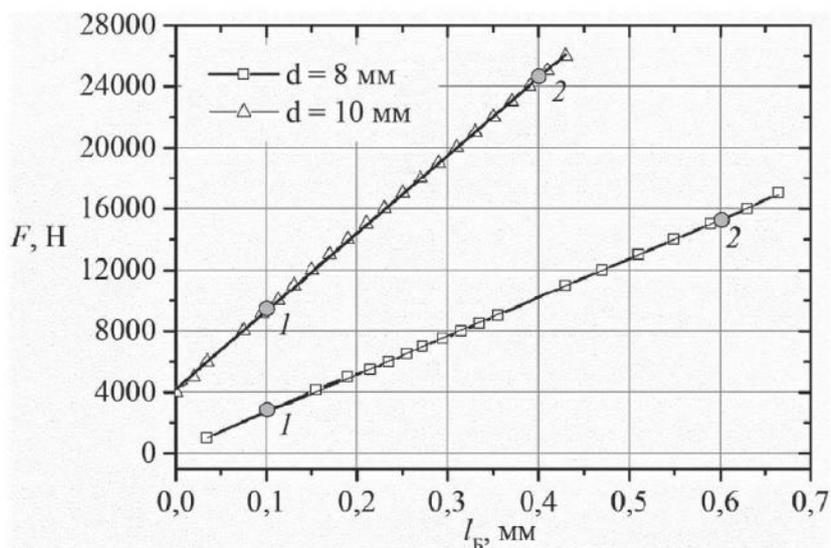


Рисунок 16 – Зависимость растяжения стекловолоконных образцов [40]

Как видно по рисунку, зависимость имеет линейный вид на всем диапазоне нагружения. В связи с этим, можно определить модуль продольной упругости по закону Гука.

1. Модуль продольной упругости образца определяется тангенсом угла наклона экспериментальных прямых. Его численное значение для образцов с толщиной 8 и 10 мм равно соответственно:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} = \frac{\frac{\Delta F}{A}}{\frac{\Delta l_6}{B}}; \quad (25)$$

где ΔF – приращение усилия между выбранными точками 1 и 2 по рисунку 24, Н;

A – площадь поперечного сечения образца, мм² ;

Δl_6 – приращение удлинения в пределах базы индикатора, мм;

B – база индикатора (равна 50 мм), мм.

Подставив данные для образцов толщиной 8 и 10 мм получим:

$$E(8) = \frac{\frac{15351 - 2788}{50,24}}{\frac{0,6 - 0,1}{50}} = 25006 \text{ МПа,}$$

$$E(10) = \frac{\frac{24656 - 9390}{78,5}}{\frac{0,4 - 0,1}{50}} = 32411 \text{ МПа.}$$

Усредненное значение модуля упругости при растяжении образцов данного материала вне зависимости от толщины будет равно:

$$E_0 = \frac{E(8) + E(10)}{2} = \frac{25006 + 32411}{2} = 28708 \text{ МПа.}$$

2. Значение прочности материала образца при растяжении в МПа вычисляют по следующей формуле:

$$\sigma = \frac{F_{max}}{A}; \quad (26)$$

где F_{max} - максимальная нагрузка при испытании на растяжение, Н.

					Расчетная часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При проведении испытаний образцов стекловолоконных ровингов толщиной 8 и 10 мм на разрыв были получены средние значения F_{\max} равные 20 и 34 кН соответственно.

Следовательно, прочность образцов при растяжении будет равна:

$$\sigma(8) = \frac{20000}{50,24} = 398 \text{ МПа},$$

$$\sigma(10) = \frac{34000}{78,5} = 433 \text{ МПа}.$$

Усредненное значение прочности при растяжении образцов данного материала вне зависимости от толщины будет равно:

$$\sigma_0 = \frac{\sigma(8) + \sigma(10)}{2} = \frac{398 + 433}{2} = 415,5 \text{ МПа}.$$

Далее определим минимальную требуемую толщину стенки для трубопровода.

Для определения минимальной требуемой толщины стенки проектируемого композитного трубопровода используются параметры работы действующего стального промышленного нефтесборного трубопровода, рассматриваемого в работе.

Минимальная требуемая толщина стенки нефтепровода определяется по формуле из [41]:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n_p \cdot P)}; \quad (27)$$

где n_p – коэффициент надежности по нагрузке, равен 1,1;

P – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

D_n – наружный диаметр трубы, мм;

R_1 – расчетное сопротивление материала трубы, МПа.

Так как методика определения расчетного сопротивления материала трубы из [28] рассчитана на стальные трубопроводы, то дальнейшие расчеты по ней для композитных труб не актуальны. Для композитных труб определять расчетное сопротивление материала необходимо согласно методике из [29].

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Расчетное сопротивление материала трубы R_1 определяется следующим образом [42]:

$$R_1 = \frac{R}{\gamma_c}; \quad (28)$$

где R – нормативное значение характеристик композитного материала, МПа;

γ_c – обобщённый коэффициент надёжности по материалу.

Нормативное значение характеристик композита R определяют по формуле [42]:

$$R = \frac{\sigma}{\gamma_{m1} \cdot \gamma_{m2}}; \quad (29)$$

где γ_{m1} – коэффициент надёжности, характеризующий неоднородность свойств стекловолокна, равный 1,35;

γ_{m2} – коэффициент надёжности, связанный с неоднородностью свойств компонентов стекловолокна и способа изготовления трубы, равный 1,3.

Подставив в формулу 29 усредненное значение прочности образцов на растяжение получим:

$$R = \frac{415,5}{1,35 \cdot 1,3} = 236,75 \text{ МПа.}$$

Обобщённый коэффициент надёжности по материалу γ_c рассчитывается по формуле из [29]:

$$\gamma_c = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_5; \quad (30)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий влияние увлажнения на механические характеристики стекловолокна, равен 1,35;

K_2 – коэффициент, учитывающий старение стеклопластика, принимается равным 1,2;

K_3 – коэффициент, учитывающий влияние температуры, принимается равным 1,15;

K_4 – коэффициент, учитывающий влияние ползучести для долговременных нагрузок, равен 1,15;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

K_5 – коэффициент, учитывающий фактор усталости для предельного состояния по жёсткости, принимается равным 1,1;

K_6 – коэффициент, учитывающий снижение прочности после циклов замораживания – оттаивания, принимается равным 1,35.

Подставив числа получим:

$$U_c = 1,35 \cdot 1,2 \cdot 1,15 \cdot 1,15 \cdot 1,1 \cdot 1,35 = 3,18.$$

Таким образом, R_1 будет равно:

$$R = \frac{236,75}{3,18} = 74,45 \text{ МПа.}$$

Определим минимальную толщину стенки композитного трубопровода согласно параметрам работы действующего стального нефтесборного трубопровода, рассматриваемого в работе. Наружный диаметр нефтепровода составляет 89 мм, рабочее давление в нефтепроводе составляет 0,5 МПа.

Минимальная толщина стенки композитного трубопровода определяется по формуле 3:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 0,6 \cdot 89}{2(74,45 + 1,1 \cdot 0,6)} = 0,6 \text{ мм} \approx 1 \text{ мм.}$$

Таким образом, для реконструкции действующего стального промышленного нефтесборного трубопровода одного из месторождений Томской области необходимо применять рассмотренные композитные трубы с толщиной стенки не менее 1 мм. В дальнейших расчетах, диаметр и толщину стенки принимаем равной 106×3 мм по [37], как ближайший к действующему стальному.

Теперь, когда известны диаметр и толщина стенки, а также кратковременное значение модуля упругости при растяжении материала трубы (E_0) и кратковременная расчетная прочность при растяжении материала трубы (σ_0) можно провести проверку на прочность для стекловолоконного трубопровода.

Предельно допустимая деформация растяжения материала в стенке трубы в условиях ползучести:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$\varepsilon_{pp} = \frac{415,5}{28708 \cdot 2} = 0,007$$

Предельно допустимое значение деформации растяжения материала в стенке трубы, происходящей в условиях релаксации напряжений:

$$\varepsilon_{pp} = \frac{415,5}{20000 \cdot 2} = 0,01$$

$$q_{гр} = 26,87 \cdot 0,8 = 21,496 \text{ кН/м}^2 = 0,021 \text{ МПа.}$$

Суммарная внешняя нагрузка на трубопровод:

$$q_c = 0,021 + 0,01 = 0,031 \text{ МПа.}$$

Степень сжатия материала стенки трубы от воздействия внешних нагрузок на трубопровод:

$$\varepsilon_c = \frac{0,031}{2 \cdot 28708} \cdot \frac{106}{3} = 1,9 \cdot 10^{-5} .$$

Степень растяжения материала стенки трубы от внутреннего давления в трубопроводе:

$$\varepsilon = \frac{0,5}{2 \cdot 28708} \cdot \frac{106}{3} = 3 \cdot 10^{-4} .$$

Момент инерции сечения трубы на единицу длины:

$$I = \frac{3^3}{12} = 2,25 .$$

Кратковременная кольцевая жесткость оболочки трубы:

$$G_0 = 53,7 \frac{28708 \cdot 2,25}{(1 - 0,39^2)(106 - 3)^3} = 3,74 \text{ МПа.}$$

Относительное укорочение вертикального диаметра трубы под действием грунтовой нагрузки:

$$\psi_{гр} = \frac{1,2 \cdot 0,13 \cdot 0,021}{0,15 \cdot 3,74 + 0,06 \cdot 5} = 0,0038$$

Относительное укорочение вертикального диаметра трубы под действием транспортных нагрузок:

$$\psi_{т} = \frac{1 \cdot 1,25 \cdot 0,01}{0,15 \cdot 3,74 + 0,06 \cdot 0,5 \cdot 5} = 0,017$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Относительное укорочение вертикального диаметра трубы в грунте:

$$\psi = 0,0038 + 0,017 + 0,02 = 0,041$$

Максимальное значение деформации растяжения материала в стенке трубы из-за овальности поперечного сечения под действием грунтов и транспортных нагрузок:

$$\varepsilon_p = 4,27 \cdot 1,5 \frac{3}{106} \cdot 0,041 \cdot 1 = 0,0075$$
$$\frac{0,0075}{0,0103} + \frac{0,0003 - 0,00002}{0,0072} = 0,763 \leq 1$$

Условие прочности для стекловолоконного трубопровода диаметром 106 мм выполняется.

4.3 Гидравлический расчет стекловолоконного промышленного трубопровода

Исходные данные для выполнения гидравлического расчета стекловолоконного нефтесборного трубопровода взяты из пункта 2.5 настоящей работы. Толщина стенки стекловолоконного трубопровода взята по [37] с учетом результатов расчета минимальной требуемой толщины стенки трубы. Абсолютная шероховатость стекловолоконной трубы взята из [43].

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Таблица 7 – Исходные данные

Параметр	Значение	Единицы измерения
Длина трубопровода, L	0,49	км
Диаметр наружный, Dн	106	мм
Толщина стенки, δ	3	мм
Абсолютная шероховатость, Δ	0,015	мм
Расход жидкости в нефтегазосборном трубопроводе, Q _{сут}	250	м ³ /сут
Плотность нефти, ρ _н	817,8	кг/м ³
Плотность газа, ρ _г	1,053	кг/м ³
Плотность воды, ρ _в	1021	кг/м ³
Кинематическая вязкость при 20°С	7,2·10 ⁻⁶	м ² /с
Кинематическая вязкость при 50°С	3,4·10 ⁻⁶	м ² /с
Температура перекачиваемой среды	25	°С
Обводненность	95	%
Газовый фактор, Фг	76	м ³ /т
Давление в начале участка	0,6	МПа

Нефтегазоводяная смесь с кустовой площадки №3 поступает в промысловый трубопровод и транспортируется под избыточным давлением скважинного насосного оборудования до точки врезки в нефтесборную сеть УПН.

Для начала определим расход нефти и воды в нефтегазосборном трубопроводе.

$$Q_{ж} = Q_{в} + Q_{н}, \quad (31)$$

где Q_ж – расход жидкости, м³/сут;

Q_в – расход воды, м³/сут;

Q_н – расход нефти, м³/сут.

Обводненность продукции составляет 95%, следовательно, расход воды равен:

$$Q_{в} = 0,95 \cdot Q_{ж}, \quad (32)$$

$$Q_{в} = 0,95 \cdot 250 = 237,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

А расход нефти равен:

$$Q_H = Q_{\text{ж}} - Q_B, \quad (33)$$

$$Q_H = 250 - 237,5 = 12,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Найдем массовые расходы нефти и воды, умножив полученные значения на соответствующие плотности жидкостей:

Массовый расход воды:

$$G_B = \rho_B \cdot Q_B, \quad (34)$$

$$G_B = 1021 \cdot 237,5 = 242487,5 \text{ кг/сут.}$$

Массовый расход нефти:

$$G_H = \rho_H \cdot Q_H, \quad (35)$$

$$G_H = 817,8 \cdot 12,5 = 10222,5 \text{ кг/сут.}$$

Зная значение газового фактора, можем найти расход газа, объемный расход газа:

$$Q_G = \Phi_G \cdot G_H, \quad (36)$$

$$Q_G = 72 \cdot \frac{10222,5}{1000} = 776,91 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Суммарный объемный расход среды равен:

$$\Sigma Q = Q_{\text{ж}} + Q_G, \quad (37)$$

$$\Sigma Q = Q_{\text{ж}} + Q_G = 250 + 776,91 = 1026,91 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Найдем массовый расход газа:

$$G_G = \rho_G \cdot Q_G, \quad (38)$$

$$G_G = 1,053 \cdot 776,91 = 818,1 \text{ кг/сут.}$$

Найдем суммарный массовый расход и выразим его в кг/час:

$$\Sigma G = G_B + G_H + G_G, \quad (39)$$

$$\Sigma G = 242487,5 + 10222,5 + 818,1 = \frac{253528,1 \text{ кг/сут}}{24} = 10563,67 \text{ кг/час.}$$

Плотность среды равна:

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{\Sigma G}{\Sigma Q}; \quad (40)$$

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{253528,1}{1026,91} = 246,9 \text{ кг/м}^3.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Теперь приступим к вычислению значения падения давления ΔP в стекловолоконных трубах. Оно рассчитывается по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta P = \frac{\lambda \cdot L \cdot \rho_{\text{ср}} \cdot \omega^2}{2 \cdot d}, \quad (41)$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

$\rho_{\text{ср}}$ – плотность перекачиваемой среды, кг/м³;

ω – скорость потока, м/с;

d – внутренний диаметр трубопровода, м.

Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле:

$$d = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta, \quad (42)$$

$$d = 0,106 - 2 \cdot 0,003 = 0,1 \text{ м.}$$

Коэффициент гидравлического сопротивления зависит от значения числа Рейнольдса, а число Рейнольдса, в свою очередь зависит от значений кинематической вязкости при данной температуре ($T=25^\circ\text{C}$) и скорости потока.

Зная значения кинематической вязкости для температур 20°C и 50°C , вычислим кинематическую вязкость при 25°C по формуле:

$$v_{25} = \frac{v_{20} - v_{50}}{30} \cdot 25 + v_{20}, \quad (43)$$

где v_{25} – кинематическая вязкость при температуре 25°C ;

v_{20} – кинематическая вязкость при температуре 20°C ;

v_{50} – кинематическая вязкость при температуре 50°C .

Получим:

$$v_{25} = \frac{(7,2 - 3,4) \cdot 10^{-6}}{30} \cdot 25 + 3,4 \cdot 10^{-6} = 6,57 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с.}$$

Оптимальная скорость потока рассчитывается по формуле:

$$\omega = \frac{4Q}{\pi d^2}; \quad (44)$$

где Q – секундный расход перекачки, м³/с.

Секундный расход перекачки:

$$Q = \frac{\Sigma Q}{3600 \cdot 24} = \frac{1026,91}{3600 \cdot 24} = 0,012 \text{ м}^3/\text{с.}$$

					Расчетная часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Скорость потока:

$$\omega = \frac{4 \cdot 0,012}{3,14 \cdot 0,1^2} = 1,51 \text{ м/с.}$$

Рассчитаем число Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{\omega \cdot d}{\nu_{25}}, \quad (45)$$
$$Re = \frac{1,51 \cdot 0,1}{6,57 \cdot 10^{-6}} = 23045.$$

Так как $Re > 2320$, режим течения турбулентный.

Определим зону турбулентного течения:

$$2320 < Re < 10 \cdot \frac{d}{\Delta},$$

где Δ – абсолютная эквивалентная шероховатость трубы, мм.

Подставив значения абсолютной шероховатости, получим:

$$2320 < 23045 < 10 \cdot \frac{100}{0,015};$$
$$2320 < 23045 < 66666$$

Так как число Рейнольдса попадает в диапазон от 2320 до $10 \cdot \frac{d}{\Delta}$, то течение среды в стекловолоконном трубопроводе происходит в зоне гидравлически гладких труб турбулентного течения.

Коэффициент гидравлического сопротивления при гидравлически гладких трубах определяется по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (46)$$
$$\lambda = \frac{0,3164}{23045^{0,25}} = 0,025.$$

Потери давления по длине стекловолоконного трубопровода по формуле 41 будут равны:

$$\Delta P = \frac{0,025 \cdot 490 \cdot 246,9 \cdot 1,51^2}{2 \cdot 0,1} = 0,04 \text{ МПа.}$$

В соответствии с проведенным гидравлическим расчетом получены следующие показатели:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

– скорость среды по длине стеклопластикового нефтегазосборного трубопровода составит не более 1,51 м/с;

– потери давления по длине стеклопластикового трубопровода составят 0,04 МПа;

Подтверждена возможность применения стеклопластикового трубопровода диаметром 106×3 мм в качестве промышленного на месторождении Томской области.

4.4 Гидравлический расчет стального промышленного трубопровода

Для сравнения гидравлических характеристик работы промышленного трубопровода выполним гидравлический расчет для нефтегазосборного трубопровода из стальных труб диаметром 89×5 мм.

Шероховатость внутренней поверхности трубопровода, выполненного из стальных труб, принята – 0,2 мм (для новых труб), 0,5 мм (для труб после 1 года эксплуатации).

Свойства транспортируемой среды и технологические параметры трубопровода, принятые в расчете взяты из таблицы –

Внутренний диаметр по формуле 42:

$$d = 0,089 - 2 \cdot 0,005 = 0,079 \text{ м.}$$

Скорость потока по формуле 44:

$$\omega = \frac{4 \cdot 0,012}{3,14 \cdot 0,079^2} = 2,42 \text{ м/с.}$$

1) Новый стальной трубопровод (D=89×5 мм, Δ=0,2 мм)

Рассчитаем число Рейнольдса по формуле 45:

$$Re = \frac{2,42 \cdot 0,079}{6,57 \cdot 10^{-6}} = 29171.$$

Так как $Re > 2320$, режим течения турбулентный.

Определим зону турбулентного течения:

$$10 \cdot \frac{d}{\Delta} < Re < 500 \cdot \frac{d}{\Delta}$$

где Δ – абсолютная эквивалентная шероховатость трубы, мм.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Подставив значения абсолютной шероховатости и диаметра, получим:

$$10 \cdot \frac{79}{0,2} < 29171 < 500 \cdot \frac{79}{0,2};$$
$$3950 < 29171 < 197500$$

Так как число Рейнольдса попадает в диапазон от $10 \cdot \frac{d}{\Delta}$ до $500 \cdot \frac{d}{\Delta}$, то течение среды в стальном трубопроводе происходит в зоне смешанного трения.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (47)$$
$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,2}{79} + \frac{68}{29171} \right)^{0,25} = 0,029.$$

Потери давления по длине стального трубопровода по формуле 41 будут равны:

$$\Delta P = \frac{0,029 \cdot 490 \cdot 246,9 \cdot 2,42^2}{2 \cdot 0,079} = 0,13 \text{ МПа.}$$

2) Стальной трубопровод после года эксплуатации ($D=89 \times 5$ мм, $\Delta=0,5$ мм)

Рассчитаем число Рейнольдса по формуле 45:

$$Re = \frac{2,42 \cdot 0,079}{6,57 \cdot 10^{-6}} = 29171.$$

Так как $Re > 2320$, режим течения турбулентный.

Определим зону турбулентного течения:

$$10 \cdot \frac{d}{\Delta} < Re < 500 \cdot \frac{d}{\Delta}$$

где Δ – абсолютная эквивалентная шероховатость трубы, мм.

Подставив значения абсолютной шероховатости и диаметра, получим:

$$10 \cdot \frac{79}{0,5} < 29171 < 500 \cdot \frac{79}{0,5};$$
$$1580 < 29171 < 79000$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Так как число Рейнольдса попадает в диапазон от $10 \cdot \frac{d}{\Delta}$ до $500 \cdot \frac{d}{\Delta}$, то течение среды в стальном трубопроводе происходит в зоне смешанного трения.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле 47:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,5}{79} + \frac{68}{29171} \right)^{0,25} = 0,033.$$

Потери давления по длине стального трубопровода по формуле 11 будут равны:

$$\Delta P = \frac{0,033 \cdot 490 \cdot 246,9 \cdot 2,42^2}{2 \cdot 0,079} = 0,15 \text{ МПа.}$$

В соответствии с проведенным гидравлическим расчетом получены следующие показатели:

Скорость среды по длине стального нефтегазосборного трубопровода составит не более 2,42 м/с;

Потери давления по длине стального трубопровода составят:

- 0,13 МПа для нового трубопровода;
- 0,15 МПа для трубопровода после года эксплуатации.

Результат по гидравлическому расчету:

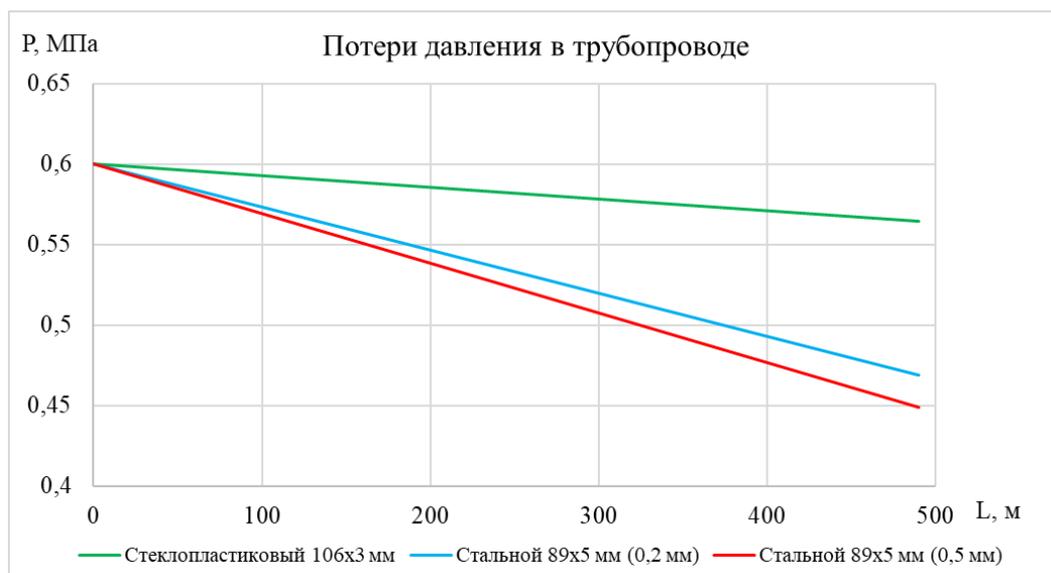


Рисунок 17 – Потери давления в трубопроводах по результатам гидравлического расчета

4.5 Расчет гидравлических ударов в трубопроводах

При эксплуатации промышленные трубопроводы подвергаются динамическим нагрузкам, таким как: гидроудары, вибрации, вызванные пульсацией давления. Такие нагрузки образуются в результате аварийных отключений электропитания, срабатываниях запорной арматуры, а также при работе насосного оборудования.

Гидравлический удар – это резкое изменение давления в напорном трубопроводе, вызванное внезапным изменением скорости движения жидкости. Это может происходить в результате быстрого открытия и закрытия задвижек, кранов, клапанов, либо быстрой остановкой или пуском насоса [46]. При увеличении, либо уменьшении скорости движения жидкости давление, создаваемое перед запорным устройством резко, возрастает (положительный гидравлический удар) или падает (отрицательный гидравлический удар). Такое повышение давления может приводить к разрыву трубопроводов.

Гидравлический удар особенно сильно возникает при большой скорости потока среды в жестких трубопроводах. Удар происходит в тот момент, когда движущийся поток среды в трубопроводе резко сталкивается с препятствием, например, запорной арматурой. В результате чего поток жидкости останавливается, а кинетическая энергия превращается в потенциальную энергию упругого сжатия жидкости и потенциальную энергию упругого растяжения стенок трубопровода. Все это в конечном итоге приводит к возрастанию давления в месте остановки среды. Это давление и является гидравлическим ударом в результате внезапно остановленного потока среды.

4.5.1 Расчет гидравлического удара стального трубопровода

Исходные данные для расчета представлены в таблице 8.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Таблица 8 – Исходные данные для расчета гидравлического удара для стального трубопровода

Наименование	Показатель
Толщина стенки δ , мм	5
Наружный диаметр D , мм	89
Плотность перекачиваемой жидкости ρ , кг/м ³	817,8
Скорость перекачиваемой жидкости ω , м/с	2,42
Модуль сжимаемости жидкости K , МПа	2000
Модуль упругости материала трубы (модуль Юнга) E , МПа	$2,1 \cdot 10^5$

Гидравлический удар в результате полной остановки потока жидкости рассчитывается по формуле (Жуковского Н.Е). Скорость распространения волн давления в стальном трубопроводе определяется по формуле:

$$c = \left(\frac{\rho}{K} + \frac{\rho D_{\text{вн}}}{E \delta} \right)^{-0.5}, \quad (48)$$

Внутренний диаметр определяется по формуле 42, и равен 79 мм.

Скорость распространения волн давления в стальном трубопроводе составит:

$$c = \left(\frac{817,8}{2000} + \frac{817,8 \cdot 79}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 5} \right)^{-0.5} = 145,8 \text{ м/с.}$$

Тогда повышение давления при гидравлическом ударе в стальном трубопроводе вследствие мгновенного прекращения движения жидкости определяется по формуле:

$$\Delta P_{\text{уд}} = \rho c \Delta \omega, \quad (49)$$

$$\Delta P_{\text{уд}} = 817,8 \cdot 145,8 \cdot 2,42 = 288546 \text{ Па} = 0,29 \text{ МПа.}$$

4.5.2 Расчет гидравлического удара для стекловолоконного трубопровода

В основе расчета гидравлического удара для стекловолоконных трубопроводов лежит формула Жуковского Н.Е., которая изложена в методике производителя труб в английской системе мер [47].

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Таблица 9 – Исходные данные для расчета гидравлического удара для стекловолоконного трубопровода

Наименование	Показатель (СИ)	Показатель (Английская система мер)
Наружный диаметр, OD	106 мм	4,134 дюйма
Внутренний диаметр, ID	100 мм	3,9 дюйма
Плотность перекачиваемой среды, ρ	817,8 кг/м ³	51,053 фунтсила/фут ³
Скорость перекачиваемой среды, ω	1,51 м/с	4,95 фут/с
Объемная упругость жидкости, k	784 МПа	113711,4 psi
Модуль упругости материала трубы, E	28708 МПа	4163743 psi
Ускорение свободного падения, g	9,81 м/с ²	32,17 фут/с ²

Максимальное давление гидравлического удара в стеклопластиковом трубопроводе находится по формуле:

$$P_s = \frac{a}{g} \cdot \frac{\omega}{2,31}, \quad (50)$$

Где a – скорость распространения волн давления в стекловолоконном трубопроводе, которая определяется по формуле:

$$a = \frac{12 \sqrt{\frac{k}{\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{k}{E} \left(\frac{OD + ID}{OD - ID} \right)}}, \quad (51)$$

$$a = \frac{12 \sqrt{\frac{113711,4}{51,053}}}{\sqrt{1 + \frac{113711,4}{4163743} \left(\frac{4,134 + 3,9}{4,134 - 3,9} \right)}} = 406,8 \text{ фут/с} = 124 \text{ м/с.}$$

Тогда повышение давления по формуле 50 вследствие мгновенного полного прекращения движения жидкости (закрытие арматуры) будет равно:

$$P_s = \frac{406,8}{32,17} \cdot \frac{4,95}{2,31} = 27,1 \text{ psi} = 0,19 \text{ МПа.}$$

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ12	Мамаев Алексей Андреевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых ресурсов при строительстве промышленного трубопровода.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ГОСТ Р 59411-2021 Трубопроводы промышленные из стеклопластиковых труб. Правила проектирования и эксплуатации ГЭСН-2001-25 Сборник №25. Магистральные и промышленные трубопроводы (с дополнениями 1-3)
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации (1 часть) ФЗ №146 от 31.07.1998 в ред. от 28.03.2023 Налоговый кодекс Российской Федерации (2 часть) ФЗ №117 от 05.08.2000 в ред. от 28.04.2023

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование применения труб из композитных материалов при строительстве промышленного трубопровода.
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет основных затрат, необходимых при строительстве промышленного трубопровода.
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности при проведении работ по строительству промышленного трубопровода.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Мамаев Алексей Андреевич		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В рамках выполнения магистерской диссертации рассматривается применение различных методов повышения надежности промышленного нефтесборного трубопровода, в том числе применение труб из композитных материалов.

В данном разделе приводится расчет стоимости работ при строительстве стекловолоконного трубопровода взамен действующего стального.

5.1 Капитальные вложения на проведение работ для монтажа композитного трубопровода.

Капитальные вложения складываются из затрат на материалы и затрат на проведение мероприятий для установки и наладки трубопровода [48].

Капитальные вложения представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Капитальные вложения на проведения мероприятия [48]

Капитальные вложения	Сумма, руб.
Затраты на трубы	318500
Прочие затраты*	1211106
Итого	1529606

*К прочим затратам относится в том числе: устройство временных технологических дорог, рытье и засыпка траншей, гидравлическое испытание и т.д.

Из таблицы следует, что общие капитальные вложения составили **1529606 руб.**

5.2 Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты представлены в таблице 11. Они складываются из таких показателей как: материальные затраты, фонд оплаты труда, страховых взносов в государственные внебюджетные фонды,

					<i>Разработка технических решений по повышению надежности промышленного трубопровода Томской области</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мамаев А.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					72	116
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

амортизационных отчислений и прочих затрат.

Таблица 11 – Затраты на эксплуатацию трубопровода

№ п/п	Показатель	Год			
		2023	2024	2025	2026
п. 1	Объём транспортировки, млн. т	0	0,00776	0,00776	0,00776
п. 2	Эксплуатационные расходы, млн. руб				
п. 2.1	Материальные затраты, млн. руб	0	0,52588	0,52588	0,52588
	в том числе:				
п. 2.1.1	электроэнергия	0	0,00016	0,00016	0,00016
п. 2.1.2	топливо	0	0,14835	0,14835	0,14835
п. 2.1.3	прочие материальные затраты	0	0,37738	0,37738	0,37738
	в том числе:				
п. 2.1.3.1	материалы РЭН (6,78 %)	0	0,29682	0,29682	0,29682
п. 2.1.3.2	другие прочие материалы (1,84 %)	0	0,08055	0,08055	0,08055
п. 2.2	Фонд оплаты труда	0	3,2484	3,2484	3,2484
п. 2.3	Отчисления от фонда оплаты труда (30,2 %)	0	0,98102	0,98102	0,98102
п. 2.4	Амортизационные отчисления	0	0,06118	0,06118	0,06118
п. 2.5	Прочие работы и затраты (60,47 %)	0	2,67964	2,67829	2,67694
	из них:				
п. 2.5.1	налог на имущество организации	0	0,03231	0,03096	0,02961
п. 2.5.2	затраты на капитальный ремонт	0	0	0	0
п. 2.6	Итого	0	7,49612	7,49477	7,49343
п. 2.7	Итого (без амортизационных отчислений (2.4) и пунктов 2.1.3.1, 2.1.3.2 и 2.5)	0	4,37792	4,37792	4,37792

Состав затрат с экономическим содержанием выполняется по следующим статьям расходов:

- затраты на топливо;
- амортизация оборудования и машин;
- затраты на оплату труда;
- страховые отчисления;
- прочие затраты.

5.2.1 Затраты на топливо

В данном пункте мы рассчитываем затраты на дизельное топливо для рабочей техники. Для производства работ по балластировке газопровода необходима следующая техника:

- автокран (1 шт.);
- трубоукладчик (1 шт.);
- бульдозер (2шт.);
- автомобиль Самосвал (2 шт.);
- экскаватор (1 шт.).

В таблице 12 приведено количество топлива, необходимого для производства работ, затраты на топливо для каждого из видов техники, а также общие затраты на топливо.

Таблица 12 – Затраты на топливо для техники

	Автокран	Трубо-укладчик	Бульдозер	Самосвал	Экскаватор
Кол-во машин	1	1	2	2	1
Расход топлива, л/час	54,7	58,6	79,5	64,6	48,9
Цена 1л ДТ	61,07				
Необходимо топлива, л	106,17	407,66	703,83	603,83	607,66
Затраты на ДТ, руб.	6483,8	24895,8	42982,8	36875,8	37109,8
Итого, руб.	148348				

Таким образом, затраты на топливо для производства работ по закреплению газопровода бетонными утяжелителями составили 148348 руб.

5.2.2 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части [49].

Амортизационные отчисления рассчитываются по следующей формуле:

$$A = t \cdot K \cdot A_{\text{норм.час}} , \quad (5.1)$$

где A – сумма амортизационных отчислений;

t – время работы техники, часов;

K – количество техники, необходимой для производства работ;

$A_{\text{норм.час}}$ – норма амортизации в час.

$$A_{\text{норм.час}} = \frac{A_{\text{норм.год}}}{T} , \quad (5.2)$$

где $A_{\text{норм.год}}$ – норма амортизации в год;

T – часов в году – 12 мес · 30 дней · 24 ч = 8640 ч;

Норма амортизации в год в свою очередь рассчитывается следующим образом:

$$A_{\text{норм.год}} = \frac{A_{\text{норм.}} \cdot C}{100\%} , \quad (5.3)$$

где $A_{\text{норм.}}$ – норма амортизации, %;

C – стоимость оборудования, руб.

Для расчета нормы амортизации $A_{\text{норм.}}$ необходимо знать срок полезного действия оборудования, который должен соответствовать [3].

$$A_{\text{норм.год}} = \frac{1}{S_{\text{пд}}} \cdot 100\% , \quad (5.4)$$

где $S_{\text{пд}}$ – срок полезного действия оборудования, лет.

В таблице 13 представлены результаты расчета амортизационных отчислений.

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений

Показатель	Год			
	2023	2024	2025	2026
Балансовая стоимость, млн.	0	1,5296	1,5296	1,5296
Амортизация с нарастающим итогом (4 %)	0	0,0612	0,1224	0,1836
Остаточная стоимость	0	1,4684	1,4072	1,3461
Налог на имущество (2,2 %)	0	0,0323	0,031	0,0296

Таким образом, общая сумма амортизационных отчислений составила **61200 руб.**

5.2.3 Затраты на оплату труда работников

Работы по строительству трубопровода ведутся в районе, приравненном к северному.

В связи с этим надбавки к заработной плате работников имеют следующие коэффициенты:

Таблица 14 – Надбавки к заработной плате сотрудников

Надбавка	Коэффициент
Районный коэффициент	1,7
Северная надбавка	1,5

Производством работ по балластировке газопровода занимается бригада в следующем составе:

- машинист автокрана (1 чел.);
- машинист трубоукладчика (1 чел.);
- водитель бульдозера (2 чел.);
- машинист Самосвала (2 чел.);
- стропальщик (2 чел.);
- машинист экскаватора (1 чел.);
- мастер (1 чел.).

Итого, строительством трубопровода занимается бригада из 10 человек.

Расчет оплаты труда в районе приравненному к северному, представим в виде таблицы 15.

Таблица 15 – Расчет затрат на оплату труда работников

Должность	Количество	Количество часов	Часовая тарифная ставка, руб./ч	Районный коэффициент	Северный коэффициент	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист автокрана	1	146	550	1,7	1,5	204 765
Машинист трубоукладчика	1	437	400	1,7	1,5	445 740
Водитель бульдозера	2	450	520	1,7	1,5	596 700
Машинист самосвала	2	396	380	1,7	1,5	383 724
Стропальщик	2	440	330	1,7	1,5	370 260
Машинист экскаваторщик	1	450	420	1,7	1,5	481 950
Мастер	1	500	600	1,7	1,5	765 000
Итого	10					3 248 400

Таким образом, затраты на оплату труда работников на период проведения работ составляют **3 248 400 руб.**

5.2.4 Затраты на страховые отчисления

Затраты на страховые взносы в Фонд пенсионного и социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования, а также на страхование от несчастных случаев на производстве представлены в пункте 5.2 таблицы 11.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,2% для транспортирования по трубопроводам нефти и газа (код по ОКВЭД – 49.50.21).

Таким образом, затраты на страховые отчисления составляют **981017 руб.**

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

5.3 Оценка экономической эффективности

Оценка экономической эффективности является ключевым этапом в расчете, при котором определяются индекс доходности капитальных вложений, срок окупаемости, чистый дисконтированный доход.

Таблица 16 – Эксплуатационные показатели

Показатели	ед. изм.	Σ	ГОД			
			2023	2024	2025	2026
1. Среднегодовая транспортировка	тыс.т	23,268	0	7,756	7,756	7,756
2. Накопленная транспортировка	тыс.т	46,536	0	7,756	15,512	23,268
3. Эксплуатационные затраты, в том числе:	млн. руб.	22,484	0	7,496	7,495	7,493
3.1 Амортизационные отчисления	млн. руб.	0,367	0	0,061	0,122	0,184
4. Капитальные вложения	млн. руб.	1,530	1,5297	0	0	0
5. Тариф на перекачку (транспортровку) нефти	руб./тыс.т км		778	778	778	778

Выручка от применяемой технологии за 4 года составит 177,4 млн. руб., при этом отчисления в федеральный бюджет составят 31,07 млн. руб., а чистая прибыль достигнет 123,9 млн. руб. таблица 8.

Таблица 17 – Экономические показатели

Операционная деятельность						
Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам			
			2023	2024	2025	2026
1. Выручка	млн. руб.	177,4045	0	59,1348	59,1348	59,1348
2. Текущие затраты	млн. руб.	22,48432	0	7,496	7,495	7,493
3. Валовая прибыль	млн. руб.	154,9202	0	51,6387	51,6401	51,6414
4. Налог на имущество	млн. руб.	0,092878	0	0,03231	0,03096	0,02961
5. Налог на прибыль (20 %)	млн. руб.	30,98404	0	10,3277	10,328	10,3283
6. Итого налоги	млн. руб.	31,07692	0	10,3601	10,359	10,3579
7. Чистая прибыль	млн. руб.	123,9362	0	41,311	41,3121	41,3131

Таблица 18 – Финансовые показатели

Финансовые показатели проекта						
Показатели	Ед. изм.	Σ	Год проекта			
			0	1	2	3
			Год календарный			
			2023	2024	2025	2026
Денежный поток	млн. руб.	122,77	-1,53	41,37	41,43	41,50
Накопленный денежный поток	млн. руб.	242,36	-1,53	39,84	81,28	122,77
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) (i = 15%)	млн. руб.	93,06	-1,53	34,45	65,78	93,06
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)*	%	2704,79				
Срок окупаемости (простой)	годы	2				
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	1,1				
Индекс доходности капитальных вложений*	доли ед.	60,84				
Ставка дисконтирования					i	0,15

*Особенности проекта

Инвестиции окупаются на второй год. Также данный проект предусматривает получение видимой финансовой прибыли, что наблюдается по индексу доходности.

5.4 Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В результате выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были определены основные экономические показатели, необходимые для прокладки промышленного трубопровода из композитного материала. Выручка по проекту за 4 года составила порядка 177,4 млн. руб., при сумме выплаченных налогов – 31,07 млн. руб. и капитальных вложениях 1,52 млн. в первый год.

Согласно проведенным расчетам, данный проект является экономически эффективным. Срок окупаемости составил 2 года.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ12		ФИО Мамаев Алексей Андреевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Тема ВКР:

Разработка технического решения по повышению надежности промышленного трубопровода Томской области	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> промышленный нефтесборный трубопровод; <i>Область применения:</i> промышленные и технологические трубопроводы нефтегазодобывающих предприятий; <i>Рабочая зона:</i> полевые условия; <i>Климатическая зона:</i> местность, приравненная к районам Крайнего Севера, климатический подрайон I В; <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> экскаватор, бульдозер, стекловолоконные трубы, трубопроводная арматура и фасонные изделия; <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> земляные работы, засыпка гравийной подушки под трубопровод, монтаж и соединение стекловолоконных труб.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018); – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования; – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Вредные факторы:</i> отклонение показателей микроклимата рабочей зоны; повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне; превышение уровня шума; – <i>Опасные факторы:</i> движущиеся машины и механизмы; наличие оборудования, работающего под высоким напряжением; – <i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> защитные ограждения, специальная одежда и обувь, перчатки, противозащитные наушники, защитные очки, респираторы, противогазы; – <i>Расчет устройства защитного заземления.</i>

<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p><i>Воздействие на селитебную зону:</i> снятие плодородного почвенного слоя при разработке траншеи прокладываемого трубопровода, при сооружении площадных объектов; <i>Воздействие на литосферу:</i> нарушение сплошности грунта, загрязнение отходами производства, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов; <i>Воздействие на гидросферу:</i> разрушение берегов и русла, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов; <i>Воздействие на атмосферу:</i> выбросы от работы двигателей техники, испарения нефти и выброс природного газа вследствие разгерметизации трубопроводов.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p><i>Возможные ЧС:</i> пожар, наводнение, выброс нефтепродуктов и газа вследствие разгерметизации трубопровода; <i>Наиболее типичная ЧС:</i> аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Мамаев Алексей Андреевич		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Применение стекловолоконных труб при сооружении промышленных трубопроводов является одним из эффективных способов повышения надежности и эксплуатационных свойств. Безусловным преимуществом применения таких труб перед традиционными стальными является их высокая стойкость к агрессивным средам.

В данной работе рассматриваются различные технические решения, направленные на повышение надежности действующего трубопровода, перекачивающего агрессивную среду, на примере одного из северных месторождений Томской области.

Объектом исследования является промышленный нефтесборный трубопровод на месторождении Томской области, с агрессивной добываемой средой. Расположен объект в местности, приравненной к районам Крайнего Севера.

Представленные в работе технические решения по применению трубопроводов из композитных материалов будут полезны всем нефтегазодобывающим компаниям, заинтересованных в повышении надежности и безопасности своих объектов. Успешное применение композитных труб позволит снизить затраты предприятий на строительство и ремонт трубопроводов, а также повысить их эксплуатационные свойства.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Строительство трубопровода ведется на открытом воздухе в летний и зимний период с периодичностью, принятой предприятием.

					<i>Разработка технических решений по повышению надежности промышленного трубопровода Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А.А.</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					82	116
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Строительство предполагает выезд рабочих к месту расположения сооружаемого трубопровода, которое может находиться в труднодоступной местности, в непосредственной близости к водным объектам.

Внутренний режим работы устанавливается самим предприятием. Может быть установлена пятидневная рабочая неделя с двумя выходными днями в случае обеспечения предприятием ежедневного возвращения работников в места постоянного проживания. В случае значительного удаления мест производства работ от места постоянного проживания работников применяется вахтовый метод работы [50]. Работник узнает свой режим работы при устройстве на предприятие.

Оплата труда устанавливается предприятием с учетом районного коэффициента и других надбавок, полагающихся работнику. При выполнении работы в условиях Крайнего Севера или приравненных к ним местностям, работники имеют дополнительные права и льготы, отражённые в соответствующем законе [51].

Условия труда по степени вредности определяются проведением специальной оценки условий труда на предприятии. В зависимости от условий труда работнику также могут быть начислены надбавки к заработной плате. Порядок оплаты труда, надбавки, социальные гарантии предприятия работник также узнает при приеме на работу.

Рабочая зона и ее оснащение зависит от характера выполняемых работ. Так, при строительстве трубопровода рабочей зоной может являться разработанная траншея. При эксплуатации трубопроводов рабочей зоной может являться как цех по обслуживанию трубопроводов (название структурного подразделения может различаться в зависимости от предприятия), так и объекты, имеющие непосредственное отношение к трубопроводу (узлы подключения, камеры пуска и приема очистных устройств, задвижки). Оснащение рабочей зоны в любом случае должно обеспечивать безопасность труда работника.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

6.2 Производственная безопасность

Данной работой предусматриваются строительно-монтажные работы по сооружению нефтесборного трубопровода из стекловолоконных труб на одном из месторождений Томской области.

При выполнении указанных работ работники могут подвергаться воздействию вредных и опасных производственных факторов, представленных в таблице 19.

Таблица 19 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Строительство	Эксплуатация	
Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [52] СанПиН 1.2.3685-21[53]
Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне	+		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ
Превышение уровня шума	+		ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [54] СанПиН 1.2.3685-21
Движущиеся машины и механизмы	+	+	ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ [55] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [56]
Наличие оборудования, работающего под высоким напряжением	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ [57] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [58]

6.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны

Данный вредный фактор исходит из того, что строительство трубопровода ведется на открытом воздухе как в летний, так и зимний период.

Отклонение показателей микроклимата на производстве от оптимальных может вызывать физиологические сдвиги в организме работника, способствовать возникновению патологических состояний и профессиональных заболеваний [52, 53].

Нормирование параметров микроклимата на открытом воздухе не производится, но должны быть определены мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия микроклимата на организм работника. Для выполнения строительно-монтажных работ все работники должны быть обеспечены сертифицированными средствами индивидуальной защиты и соответствующей времени года спецодеждой.

При работе на открытом воздухе в зимний период предприятие устанавливает перерывы для обогрева работников в специально-оборудованных теплых помещениях.

2. Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне

В процессе выполнения работ по сооружению нефтесборного трубопровода из стекловолоконных труб работники могут быть подвержены воздействию природного газа, паров нефти и других химических веществ, применяемых на месторождении. Природный газ и пары нефти могут попасть в воздух рабочей зоны при разгерметизации трубопроводов.

Углекислотные газы и пары нефти при определенном содержании могут вызывать отравления работников. Тяжелые углекислотные газы могут оседать на месте производства работ вытесняя при этом кислород, становясь причиной недостатка кислорода на рабочем месте.

Согласно [53] предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны составляет для паров нефти и углекислотных газов 10 мг/м³. При перекачке нефть относят к третьему классу опасности.

При строительстве промышленного трубопровода контроль газовоздушной среды в котловане осуществляется каждые 30 минут. В случае повышения концентрации опасных веществ в воздухе, работы немедленно останавливают. Для защиты от вредного воздействия на организм паров нефти и газов необходимо применять средства индивидуальной защиты – шланговые противогазы.

3. Превышение уровня шума

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Источником шума на рабочем месте при строительстве трубопровода может являться специальная техника, участвующая в сооружении трубопровода или разработке траншеи.

Воздействие шума на работника повышает его утомляемость, снижает концентрацию внимания. Длительное воздействие шума может повлечь тугоухость работника.

Согласно [54] нормативное значение эквивалентного уровня звука на рабочем месте составляет 80 дБА. Эквивалентный уровень звука работающей специальной техники, используемой на строительном-монтажных работах, может превышать это нормативное значение. Чтобы обезопасить работников от превышения уровня шума могут использоваться специальные средства защиты, такие как защитные акустические экраны, глушители шума или противошумные наушники.

4. Движущиеся машины и механизмы

Ведение строительных работ невозможно без специальной техники, например, экскаватора или бульдозера. При нахождении работников в непосредственной близости к работающей технике или механизмам возможно получение механических травм работниками.

Опасной скоростью перемещения подвижных частей машин и оборудования, способных травмировать работника ударом, является скорость более 0,15 м/с [55].

Условием безопасного труда в данном случае является недоступность подвижных частей для работника в ходе рабочего процесса. Для этого, рабочая зона, в которой нахождение работников опасно, обязана быть ограждена и обозначена предупреждающими знаками. А на саму технику и оборудование устанавливают защитные устройства – крышки, кожухи, местные ограждения и т.д.

5. Наличие оборудования, работающего под высоким напряжением

При выполнении работ по строительству промышленного трубопровода, работники имеют дело с электрооборудованием и электроустановками. При

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

невыполнении требований по электробезопасности возможно получение работниками электротравм. Степень воздействия электрического тока на человека зависит от множества параметров, таких как напряжение, частота тока, режима и продолжительности воздействия тока на человека.

Нормы на допустимые токи и напряжения прикосновения в электроустановках устанавливаются в соответствии с предельно допустимыми уровнями воздействия на человека тока и напряжения прикосновения [57].

Для обеспечения безопасности от воздействия электрического тока на работника применяют: электрическую изоляцию токоведущих частей, ограждения, защитное заземление и зануление, защитное отключение, средства индивидуальной защиты.

6.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных вредных факторов на исследователя (работающего)

Снижения воздействия опасных и вредных факторов на работника можно добиться при обязательном соблюдении работником инструкции по охране труда и других нормативных актов, разработанных на предприятии. Применение средств индивидуальной защиты согласно инструкции по охране труда, позволит обезопасить работника от воздействия вредных и опасных факторов.

Так, например, требования по охране труда перед началом работ включают следующие пункты. Работник обязан одеть специальную одежду, обувь и средства защиты, привести в порядок используемую спецодежду. Далее работник получает от ответственного руководителя работ производственное задание, при необходимости получает от него дополнительные средства индивидуальной защиты. Уже непосредственно на рабочем месте работник должен проверить его на соответствие требованиям безопасности.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Так же не менее важно контролировать актуальность знаний работника проведением инструктажей и проверок знаний по охране труда с установленной периодичностью.

6.5 Расчет устройства защитного заземления

Сооружение и эксплуатация действующих промышленных нефтегазопроводов связана с электроустановками. Так при эксплуатации трубопроводов могут применяться электрические насосы на дренажных емкостях, электрические привода запорной арматуры.

В качестве примера выполнен расчет устройства защитного заземления блока управления электроприводной задвижки диаметром 106 мм. Блок управления регулируемый БУР-04–1.Т.УХЛ1-а с характеристиками, представленными производителем в [59].

1) Определяется расчетное удельное сопротивление грунта, в котором предполагается размещать электроды заземления:

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k, \quad (6.1)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, для глины составляет 60 Ом·м;
 k - сезонный повышающий коэффициент, для 1 климатической зоны составляет 1,65.

Следовательно, расчетное удельное сопротивление грунта, в котором предполагается размещать электроды заземления:

$$\rho_{\text{расч}} = 60 \cdot 1,65 = 99 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2) Сопротивление растеканию тока, через одиночный заземлитель:

$$R_{\text{тр}} = 0,9 \cdot \left(\frac{\rho_{\text{расч}}}{L_{\text{тр}}} \right), \quad (6.2)$$

где $L_{\text{тр}}$ – длина трубы, принимаем равным 3 м.

$$R_{\text{тр}} = 0,9 \cdot \left(\frac{99}{3} \right) = 29,7 \text{ Ом}.$$

3) Определяем примерное число заземлителей:

$$n = \frac{R_{\text{тр}}}{R_3}, \quad (6.3)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

где R_3 – требуемое сопротивление защитного заземления, 4 Ом.

$$n = \frac{29,7}{4} = 8 \text{ шт.}$$

4) Определяем сопротивление растеканию тока с горизонтального заземлителя:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi L_{\Gamma}} \ln \frac{2L_{\Gamma}^2}{0,5b \cdot t_0}, \quad (6.4)$$

где L_{Γ} – длина горизонтального заземлителя, 8 м;

b – ширина горизонтального заземлителя, 0,02 м;

t_0 – глубина заложения горизонтального заземлителя, 0,5 м.

$$R_{\Gamma} = \frac{99}{2 \cdot 3,14 \cdot 8} \ln \frac{2 \cdot 9^2}{0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,5} = 8,2 \text{ Ом.}$$

5) Сопротивление растеканию группового искусственного заземлителя определяем по формуле:

$$R_{\text{и}} = \frac{R_{\text{тр}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{тр}} \cdot \eta_{\Gamma} + R_{\Gamma} \cdot \eta_{\text{в}} \cdot n}, \quad (6.5)$$

где η_{Γ} – коэффициент использования горизонтальных электродов группового заземления, в рассматриваемом случае составляет 0,67;

$\eta_{\text{в}}$ – коэффициент использования вертикальных электродов группового заземления, в рассматриваемом случае составляет 0,66.

$$R_{\text{и}} = \frac{29,7 \cdot 8,2}{29,7 \cdot 0,67 + 8,2 \cdot 0,66 \cdot 8} = 3,85 \text{ Ом.}$$

Расчетное значение сопротивления растеканию группового искусственного заземлителя не должно превышать допустимого значения:

$$R_3 > R_{\text{и}},$$

$$4 \text{ Ом} > 3,85 \text{ Ом.}$$

Таким образом, заземлитель, состоящий из 8 вкопанных на 3 метра труб, соединенных полосой шириной 20 мм длиной 8 м, допускается использовать для организации защитного заземления блока управления, регулируемого БУР-04–1. Т.УХЛ1-а.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

6.6 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

При ведении работ по сооружению нефтесборного трубопровода из стекловолоконных труб, негативное влияние на атмосферу оказывает строительная техника и транспорт. Так в атмосферу попадают выбросы от работы двигателей автомобилей обеспечения, строительной техники при производстве земляных и монтажных работ, выбросы при сварочных работах и газовой резки металла.

При возможном повреждении и разгерметизации действующего трубопровода к выбросам в атмосферу добавятся пары нефти и потери природного газа. Установленные ПДК в воздухе для них следующие: для нефти 10 мг/м³, для метана и пропана 300 мг/м³, для сероводорода 10 мг/м³ [60].

Для сокращения выбросов вредных веществ в атмосферу необходимо исключить вероятность повреждения действующих трубопроводов, вызывающих аварийные разливы нефти.

Для сокращения выбросов от работы двигателей техники необходимо регулярно контролировать состояние парка специальной техники, своевременно проводить техническое обслуживание, максимально эффективно использовать ее в работе.

Защита гидросферы

При устройстве подводных и береговых траншей для прокладки трубопровода возможно механическое разрушение берегов и русла. Так же возможно загрязнение водоема топливом и различными маслами при работе строительной техники. Но особую опасность для гидросферы представляют аварийные разливы нефти и нефтепродуктов из трубопроводов.

В случае загрязнения водоема нефтепродуктами ухудшаются физические свойства воды (замутнение, изменение запаха и цвета), на поверхности образуется нефтяная пленка, а в толщу воды проникает осадок,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

который понижает содержание в воде кислорода. В результате ухудшаются качество воды и условия обитания организмов.

ПДК загрязняющих веществ, попадание которых в водоем возможно при аварийном разливе нефти следующие [61]:

- Нефть – 0,3 мг/м³;
- Нефть многосернистая – 0,1 мг/м³.

Исключить попадание загрязняющих веществ в гидросферу можно предусматривая специальные зоны для заправки и технического обслуживания машин и техники, находящихся на безопасном расстоянии от водных объектов. Проведение работ в пределах водных объектов допускается только после получения разрешения, выдаваемого компетентными органами. Сброс отходов и неочищенных стоков в водоемы не допускается [62].

Защита литосферы

Выполняя разработку траншеи для строительства трубопровода, оказывается прямое механическое воздействие на почвенно-растительный комплекс, заключающееся в нарушении сплошности грунта. При выполнении строительных работ не исключено попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники.

В результате негативного воздействия на литосферу могут происходить такие процессы, как развитие эрозии, образование оврагов, изменение рельефа, заболачивание территории.

Для защиты литосферы необходимо принимать следующие меры:

- Для подъезда к месту проведения работ необходимо устраивать подъездные пути с учетом всех требований, необходимых для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности;
- Проведение всех строительных работ разрешается исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде;
- По окончании работ необходимо вывезти производственные отходы и провести рекультивацию почвы.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Особую опасность для литосферы представляют аварийные разливы нефти при разгерметизации трубопровода. В случае обнаружения аварийных разливов проводятся мероприятия, предусмотренные планом по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти, предусматривающие восстановление загрязненной почвы.

6.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении работ по строительству промышленного трубопровода и при его эксплуатации могут произойти чрезвычайные ситуации (наводнения, аварийные разлив нефти на почву и воду, взрывы, возгорание нефти), причины которых следующие:

- воздействие внешних сил (наводнения, половодья, пожары, землетрясения, а также террористическими актами);
- разгерметизация трубопровода, влекущая аварийный разлив нефти;
- механические повреждения трубопровода и оборудования в процессе производства работ.

Для трубопроводного транспорта наиболее актуально рассмотреть чрезвычайную ситуацию, связанную с аварийным разливом нефти при разгерметизации трубопровода. Она может быть вызвана множеством причин, некоторые из них это: коррозионное разрушение, механическое повреждение трубопровода, нарушение технологии эксплуатации.

Основное внимание по предупреждению аварий уделяется на этапе проектирования, строительства и эксплуатации опасных производственных объектов. На объектах трубопроводного транспорта заблаговременно проводятся мероприятия, направленные на предотвращение чрезвычайных ситуаций и на максимальное снижение размеров ущерба в случае их возникновения. На этапе эксплуатации периодически проводят оценку состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации при помощи неразрушающего контроля.

Согласно [63] на предприятиях трубопроводного транспорта разрабатываются планы по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти. В этом плане прогнозируются возможные разливы нефти, описывается количество сил и средств для ликвидации аварии, взаимодействие и управление. С работниками отрабатываются первоочередные действия при получении сигнала об аварии. Свои действия при аварии работник может узнать, ознакомившись с нормативными актами, принятыми на предприятии.

6.8 Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В разделе «социальная ответственность» рассматриваются законодательные основы трудовых взаимоотношений работника с предприятием. Это именно то, что необходимо знать и учитывать, не только при трудоустройстве, но и при осуществлении своей трудовой деятельности.

Также в этом разделе были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы. Правильная организация труда, с учетом этих факторов не только повышает производительность работника, но и что более важно, значительно снижает риск получения производственных травм.

Нельзя забывать и об экологической безопасности, основы которой приведены в данном разделе. В современном мире забота об экологии является важной частью деятельности производственных предприятий.

Особо важным является и знание своих действий для работника при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Таким образом, полные и точные знания работника охраны труда и социальной ответственности, является одним из важнейших принципов осуществления своей деятельности для производственных предприятий.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был проведен обзор литературы и технической документации. Рассмотрены основные особенности и проблемы, присущие промышленным трубопроводам, а также основные способы решения данных проблем.

В ходе выполнения работы были проанализированы основные причины отказов рассматриваемого объекта, а именно, промышленного нефтесборного стального трубопровода одного из месторождений Томской области, приведена характеристика транспортируемой по нему среды, а рассмотрена климатическая и геологическая характеристика, в которой он эксплуатируется.

Были рассмотрены современные способы повышения надежности и эксплуатационных свойств промышленных трубопроводов. Предложены мероприятия, которые предполагают замену действующего стального нефтепровода на трубопровод из композитных материалов. В работе приводится анализ различных современных композитных труб, которые возможно использовать для сооружения нефтепроводов. Наиболее подходящими для рассматриваемого трубопровода являются стекловолоконные трубы.

В качестве расчетной части были проведены прочностной и гидравлический расчет, а также расчет гидравлического удара, стекловолоконного и стального трубопровода, с целью определения возможности применения первого при замене действующего.

Расчет показал, что применение стекловолоконного трубопровода возможно, так как были выполнены условия прочности для характеристик, в которых эксплуатируется действующий.

					<i>Разработка технических решений по повышению надежности промышленного трубопровода Томской области</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Мамаев А.А.				Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						94	116
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							

Также был подобран диаметр и толщина стенки, приближенный к эксплуатирующемуся.

По результатам гидравлического расчета было выявлено, что применение стекловолоконного трубопровода позитивно скажется не только на надежности, но и повысит эксплуатационные характеристики объекта (рисунок 17). В процессе эксплуатации стального трубопровода в результате коррозии на стенках трубы происходит накопление отложений парафинов, механических примесей, что вызывает увеличение шероховатости внутренней поверхности трубопровода. С ростом шероховатости, увеличиваются потери напора на трение и местное сопротивление, что требует увеличения давления в начале участка трубопровода, для поддержания требуемого значения в конце участка. В процессе эксплуатации стекловолоконного трубопровода увеличение шероховатости внутренней поверхности трубопровода не происходит, так как стекловолокно имеет инактивность к парафиновым отложениям. Также высокая стойкость к воздействию воды, химических растворов и сырой нефти обеспечивает надежную и долговечную эксплуатацию в высокоагрессивных средах. Таким образом, стекловолоконный трубопровод не только сведет аварийность из-за коррозии к нулю, но и улучшит эксплуатационные характеристики и в целом, процесс сбора скважинной продукции.

Расчет гидравлического удара показал, что превышения давления в стекловолоконном трубопроводе (0,19 МПа) значительно ниже нежели в стальном (0,29 МПа). Это связано с эластичностью стенок стекловолоконного трубопровода, благодаря чему он имеет большую устойчивость к динамическим нагрузкам по сравнению со стальным.

В результате выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были определены основные экономические показатели, необходимые для прокладки промышленного трубопровода из композитного материала. Согласно проведенным расчетам,

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

данный проект является экономически эффективным. Срок окупаемости составил 2 года.

В результате выполнения раздела «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, экологическая безопасность и безопасность при возникновении чрезвычайных ситуациях.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96

Список использованных источников

1. Мустафанов Ф.М. Промысловые трубопроводы и оборудование // М. ОАО издательство Недра 2004. с. 662.
2. Муратов К.Р. и др. Методика прогнозирования коррозионной стойкости стали // Нефтяное хозяйство. - 2017. - № 6. – с. 86-90.
3. Бекбаулиева А.А. Совершенствование методов и технических средств защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19 – Уфа, 2010. – с. 121.
4. Кац Н.Г. и др. Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии. Учебное пособие // Москва. – 2011. – с. 211.
5. Абдуллин И.Г. и др. Коррозия нефтегазового и нефтепромыслового оборудования. Учебное пособие // Уфа. – 1990. – с. 72.
6. Мильке А.А. Протекторная защита промысловых трубопроводов от коррозии // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г.: в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 2. – с. 380-381.
7. Кирсанов В.В. и др. Промышленная безопасность трубопроводных систем // НефтьГазПромышленность – 2006. - №6. - с 17-28.
8. Хамитова Г.И. Методы борьбы с коррозией трубопроводов // Научные исследования и разработки в эпоху глобализации – 2017. – с. 87-91.
9. Мамулова Н.С. Все о коррозии: справочник. - Санкт-Петербург: Химиздат. – 2000 – с. 517.

					<i>Разработка технических решений по повышению надежности промышленного трубопровода Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А.А.</i>			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					97	116
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

10. Гоник А.А. коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. Учебник для вузов // изд. 2-е. М. Недра. – 1976. – с. 192.
11. Кузнецов М.В. и др Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. Учебник для вузов // изд. 2-е. М. Недра. – 1992. – с. 240.
12. Лаптев А.Б. и др Повышение безопасности эксплуатации промысловых нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. - 2006. – с. 48-52.
13. Сухотина А.М. и др. Коррозия и защита химической аппаратуры // Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность. - Т.9. – М.: химия. - 1974. – с. 576.
14. Бушковский А.Л. и др. Технико-экономическое обоснование выбора толщины стенки и материала труб для строительства, ремонта и реконструкции промысловых трубопроводов // Народное хозяйство. - №8. – 2006. - с. 90-93.
15. СП 131.13330.2020 Свод правил строительная климатология [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573659358>.
16. Почвенная карта России [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <http://www.etomesto.ru/karta2742/>.
17. Федин Д. В. Сравнительный анализ экономической эффективности методов повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов / Д. В. Федин, А. Ф. Бархатов, А. А. Вазим. // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – № 6. – С. 32-35.
18. Внутренние защитные покрытия трубопроводов [Электронный ресурс] // Corrosio.ru – URL: <https://www.corrosio.ru/posts/vnutrennie-zaschitnyie-pokryitiya-truboprovodov>.
19. Сивоконь И. С. Эффективность промышленно применяемых ингибиторов коррозии в Западно-Сибирском регионе и результаты лабораторного тестирования / И. С. Сивоконь, Н. Н. Андреев. // Коррозия территории НЕФТЕГАЗ. – 2013. – № 9. – С. 14-17.

					Список использованных источников	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

20. ПК № П1-01.05 Р-0339 Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья компании.

21. Полипропиленовые трубы: характеристики, виды и преимущества [Электронный ресурс] // ООО «ПластТермо» – URL: <https://www.plasttermo.ru/harakteristiki-vidy-i-preimuschestva/>

22. Пособие по строительству газопроводов из неметаллических труб и курс лекций по сварке пластмасс: настольная книга сварщика пластмасс / сост. Е. М. Костенко. – Киев: Основа, 2005. – 208 с.

23. Мохана М. А. Полиэтиленовые трубы в нефтегазовой отрасли на Ближнем Востоке / М. А. Мохана, Девеси Сулейман. // Полимерные трубы. – 2014. – № 1. – С. 62-66.

24. Пепеляев В. С. Промысловые трубопроводы из полиэтиленовых армированных синтетическими нитями труб / В. С. Пепеляев, А. И. Тараканов. // «Полимергаз». – 2008. – № 1. – С. 11-19.

25. Производство полиэтиленовых труб ANACONDA [Электронный ресурс] // ООО «Технология композитов» – URL: <https://www.tk.perm.ru/anakonda/>.

26. Отчет «Оценка эффективности действия ингибиторов коррозии на месторождениях», ООО «Норд Империл», 2013г. – 4с.

27. Трубопроводы СПТ [Электронный ресурс] // ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб» — URL: <https://zst.ru/products/truboprovody/>

28. Проблемы внедрения стеклопластиковых труб в нефтяной и газовой промышленности // Отчет компании «Композиты СНГ». - 2015. – 4 с.

29. Композитные трубы [Электронный ресурс] // Интернет-энциклопедия по обустройству сетей инженерно-технического обеспечения — URL: <http://sovet-ingenera.com>

30. Базальтоволокно [Электронный ресурс] // Компания «Каменный Век» — URL: <http://basfiber.com>

					Список использованных источников	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

31. Ягубов Э.З. Стеклопластиковая труба для транспортировки нефти и газа/ Э.З. Ягубов, Н.Д. Цхадая, З.Х. Ягубов// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». –2012, №3, С. 136-142.

32. Каблов Е.Н. и др. Способы определения прочности соединения деталей интегральных конструкций из полимерных композиционных материалов // пат. 2262099 №26. – 2005. – с. 9.

33. Мурашов В.В. и др. Контроль многослойных клеевых конструкций из полимерных композиционных материалов // Клеи. Герметики. Технологии. - №10. - 2011. - с. 16-23.

34. Герасимов В.Г. и др. Приборы для неразрушающего контроля материалов и изделий. Учебное пособие // М.: Машиностроение. - 1986. - 352 с.

35. ТУ 14-3Р-124-2012 Трубы стальные бесшовные повышенной коррозионной стойкости для обустройства месторождения / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293833/4293833064.htm>

36. ТУ 2296-001-26757545-2008 Трубы стеклопластиковые, насосно-компрессорные, обсадные, линейные и фасонные изделия / Информационный ресурс ТЕХЭКСПЕРТ [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru/document/415966960>

37. ГОСТ Р 53201-2008 Трубы стеклопластиковые и фитинги. Технические условия [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200076795>

38. Проектирование магистрального газопровода: учебное пособие / С.А. Гулина, В.К. Тян. – Самара: Самар.гос.ун-т, 2015. – 105 с.

39. СП 40-102-2000 Проектирование и монтаж трубопроводов систем водоснабжения и канализации из полимерных материалов. Общие требования [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294849/4294849185.htm#i532333>

					Список использованных источников	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

40. Ширко А. В. Определение механических свойств композитной арматуры с учетом температурного воздействия / А. В. Ширко, А. Н. Камлюк, А. В. Спиглазов, А. С. Дробыш. // Механика машин, механизмов и материалов. — 2015. — № 2. — С. 59-65.

41. СП 33.13330.2012 Расчет на прочность стальных трубопроводов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200092599>

42. СТО 67229373-001-2016 Трубы стеклопластиковые водопропускные "FLOWTECH" и фитинги. Технические условия. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/550475606>

43. ТУ 2296-001-26757545-2008 Трубы стеклопластиковые, насосно-компрессорные, обсадные, линейные и фасонные изделия. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/415966960>

44. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200111138>

45. Полипропиленовые трубы: характеристики, виды и преимущества [Электронный ресурс] // ООО «ПластТермо» — URL: <https://www.plasttermo.ru/harakteristiki-vidy-i-preimuschestva/>

46. Картвелишвили Л.Н. Принципы расчета гидравлического удара и их развитие // Мелиоводинформ. - №4. – 2012. - с. 72-77.

47. Pellowe S. Fiberglass pipe design manual / S. Pellowe, M. Ball, A. Livingston, K. Staab / Copyright (C) 1999 American Water Works Association, 159p.

48. ГЭСН-2001-25 Сборник №25. Магистральные и промышленные трубопроводы. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200062809>

					Список использованных источников	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

49. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808053>

50. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018). [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664>

51. Закон РФ "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" от 19.02.1993 N 4520-1. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/9005409>

52. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608>

53. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания». [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115>

54. ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности». [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606>

55. ГОСТ 12.3.009-76 «ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности». [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051603>

56. ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности». [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428>

57. ГОСТ 12.1.019-2017 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты». [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238>

					Список использованных источников	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

58. ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление». [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200289>

59. Блок управления регулируемый для электроприводов запорной арматуры. Руководство по эксплуатации. – Текст: электронный // АО «ТОМЗЭЛ». [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: https://tomzel.transneft.ru/u/section_file/66941/bur-t1-re_v3.pdf

60. ГН 2.2.5.2308-07 «Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»

61. ГН 2.1.5.1315-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования». [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901862249>

62. ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений»

63. Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов»

					Список использованных источников	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение I (справочное)

Раздел 3

Technical solutions to improve field pipeline reliability

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Мамаев Алексей Андреевич		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д. т. н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Татьяна Юрьевна	к. ф. н.		

7 TECHNICAL SOLUTIONS TO IMPROVE FIELD PIPELINE RELIABILITY

7.1 Application of metal pipelines with internal anticorrosion coating and increased performance characteristics

Pipes with internal anticorrosion coating

In field conditions in practice pipes with internal anticorrosion coating are widely used and, according to the results of processing and analysis of the array of field data, the conclusion follows that when using such pipes as cavities for fluid transportation, the increased manifestation of leakage is observed only in cases of gas-lift well operation, which is a huge problem in this context. However, when pipelines are used in tandem with mechanized wells, internal anticorrosion coating is partially recommended, as they are less prone to corrosive activity.

In the first case (when transporting gas phase, content in the liquid is more than 70%) the manifestation of leakage is observed in the welding area and in the area of tread application (300 mm either side of the coating seam), while a high content of mechanical impurities in the pumped medium has the greatest influence on the destruction of the coating.

Since pipes with internal coating protecting against corrosion are cost-effective, such pipelines are installed at fields for on-site pipelines, industrial pipelines and, in some cases, trunk pipelines.

The disadvantage of internally coated pipelines is the difficulty of applying technology to protect welds. In other words, when joining pipe sections, the internal cavity of the welded joint is not accessible for additional treatment of the section jointing area.

					<i>Разработка технических решений по повышению надежности промышленного трубопровода Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А.А.</i>			<i>Technical solutions to improve field pipeline reliability</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					105	116
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Taking into account the disadvantages, the risks of internal anticorrosive coating peeling from the joint area of the section and penetration of this very coating into the working areas of field equipment increase significantly. Moreover, despite the economic availability of pipelines, the construction costs increase significantly in proportion to the length of the field pipeline being designed (branch sections and angular changes of flow direction should also be taken into account).

The following substances can be used as an internal protective coating [4]:

1. Silicate enamel;
2. Polyethylene casings;
3. Epoxy resins;
4. Liquid paint coatings;
5. Powder coatings;
6. Gas-thermal spraying.

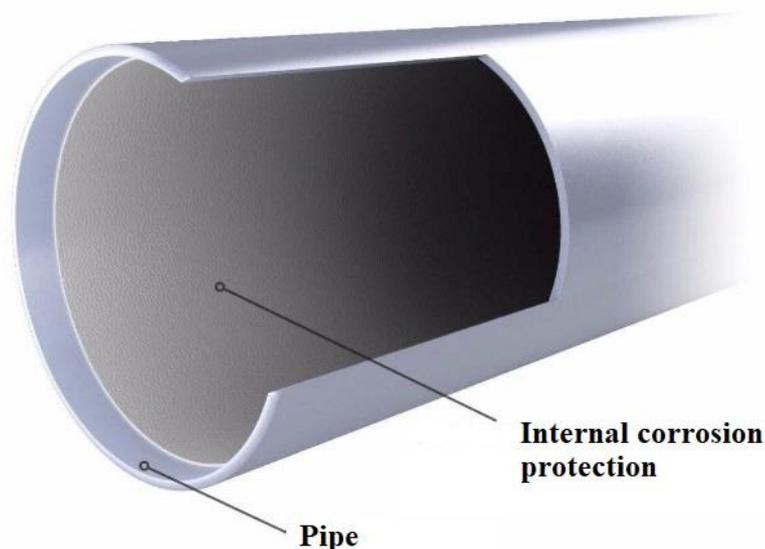


Figure 3 – Steel pipeline with internal anticorrosion coating

Pipes with higher performance characteristics

Steel pipelines with increased performance characteristics can be countered to replace pipes with anticorrosive coating in particular pipes with the above-mentioned coatings. Increased performance characteristics are achieved by applying advanced technologies in the field of material science and deep thermal treatment in

the manufacturing process of the steel base of the raw material, by reducing the manganese content and adding a small amount of chromium (1% in relative equivalent). However, such pipes, besides being expensive (about 1.5 times more expensive than internally coated pipelines), have reduced corrosion damage resistance under increased water encroachment, i.e. they are subject to intensive destruction of the pipeline wall and cannot be referred to the corrosion-resistant class. The cluster of corrosion-resistant steel materials includes only material of stainless steels, with no exceptions at the moment of technological development of field pipelines production.

7.2 Application of inhibition

Methods to prevent the spread of corrosion in the inner cavity of field pipelines include the use of so-called inhibitors which reduce the interaction between aggressive media and steel materials.

Despite efficiency of this method, application of inhibitors does not exclude a possibility of premature pipeline failure. As a proof of low applicability of the method, figure 4 shows statistical data of failures (premature failures) at the West Siberia fields [6].

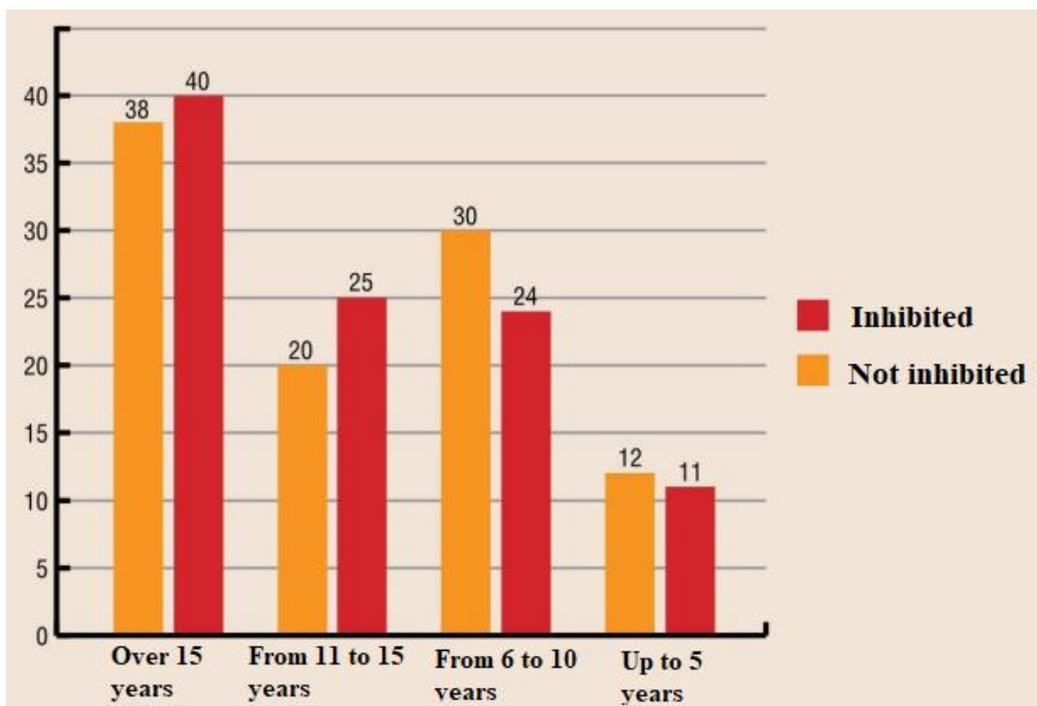


Figure 4 – Internal corrosion failure rate, % [6]

Based on the analysis of failures at the West Siberian fields, we can say that the failure rate is almost the same in cases with the use of inhibitors and their absence. The average lifetime of the pipeline is about 5.5 years.

One of the disadvantages of the inhibitor application method is the necessity to constantly control asphalt-resin-paraffin impurities content in the pumped medium, as their high concentration significantly reduces the inhibitor efficiency against the influence of aggressive components on the internal cavity of the protected object.

7.3 Application of non-metallic pipelines

The oil industry is currently experiencing a leap in product transportation. Production pipelines play an important role in the field operation process.

Considering the above-mentioned methods of corrosion protection of pipelines, we can say that there has not been much progress in this area so far. One of the breakthroughs in the question of protection against destructive influence of aggressive environment is the composite pipe technology. The use of non-traditional materials in the field of pipe construction has led to the increase of the operational period of the target object.

Such pipes include:

1. reinforced polypropylene pipes;
2. reinforced polyethylene pipes;
3. fiberglass pipes.

Let us consider each type separately.

Reinforced polypropylene pipes

Reinforced polypropylene pipes are the result of polymerization of propylene, thus, a spiral conformation is obtained in the polymerization process, it provides a tight fit of the molecular structure to each other.

The most common single-layer polypropylene structures are such as:

1. Polypropylene pipes made of homopolypropylene characterized by increased strength and reduced elasticity;

					<i>Technical solutions to improve field pipeline reliability</i>	<i>Лист</i>
						108
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Polypropylene block copolymer pipes;
3. Polypropylene homopolymer pipes which are characterized by an even distribution of load on the inner surface of the pipeline;
4. Pipes made of non-flammable polyphenylene sulfide.

Single-layered polymer pipes are mainly used for domestic purposes, namely, in the water supply process. In the oil industry, such structures are used in a combined bundle. Such bundles are called reinforced, that is, several types of polypropylene pipes are combined, thereby ensuring the material resistance to distribution of vertical and horizontal stresses.

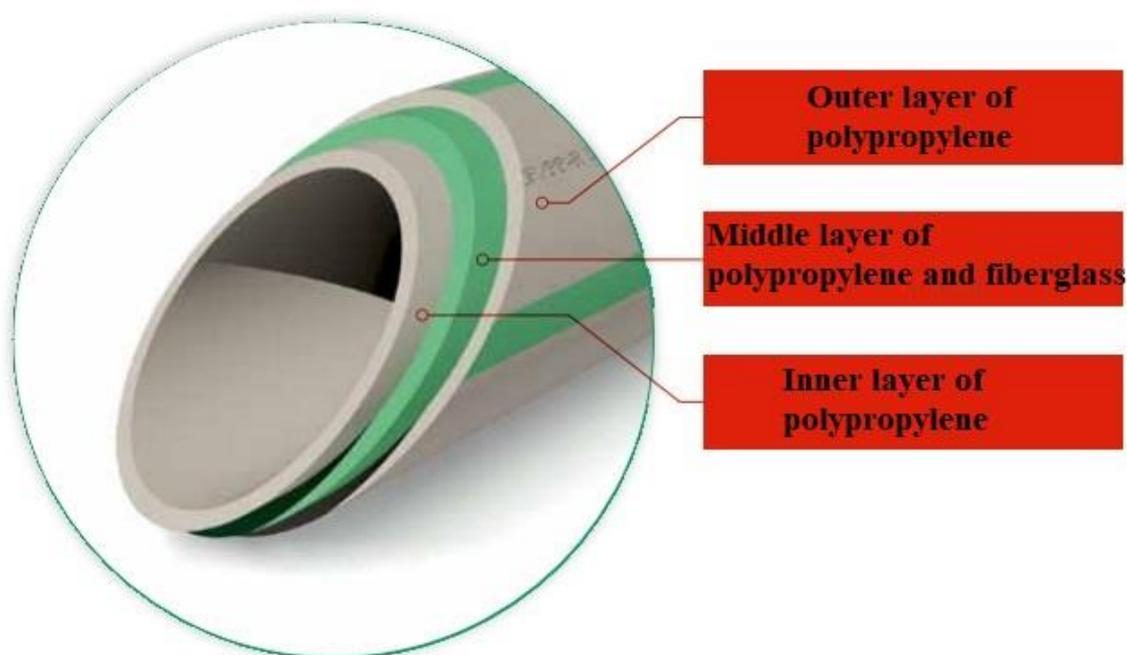


Figure 5 – Multi-layer polypropylene pipe

As an example, let us consider a simple reinforced polypropylene pipe [8]. According to the information from the manufacturer, this type is designed for working pressure of 2.5 MPa, and the maximum allowable temperature of the pumped medium is 95 °C. When installing the field string of reinforced polypropylene pipe, there is a problem affecting the process of connecting pipeline sections, which is solved by using additional special welding equipment, providing the use of a heating element, clamps and centralizers, as well as interchangeable inserts for them [9].

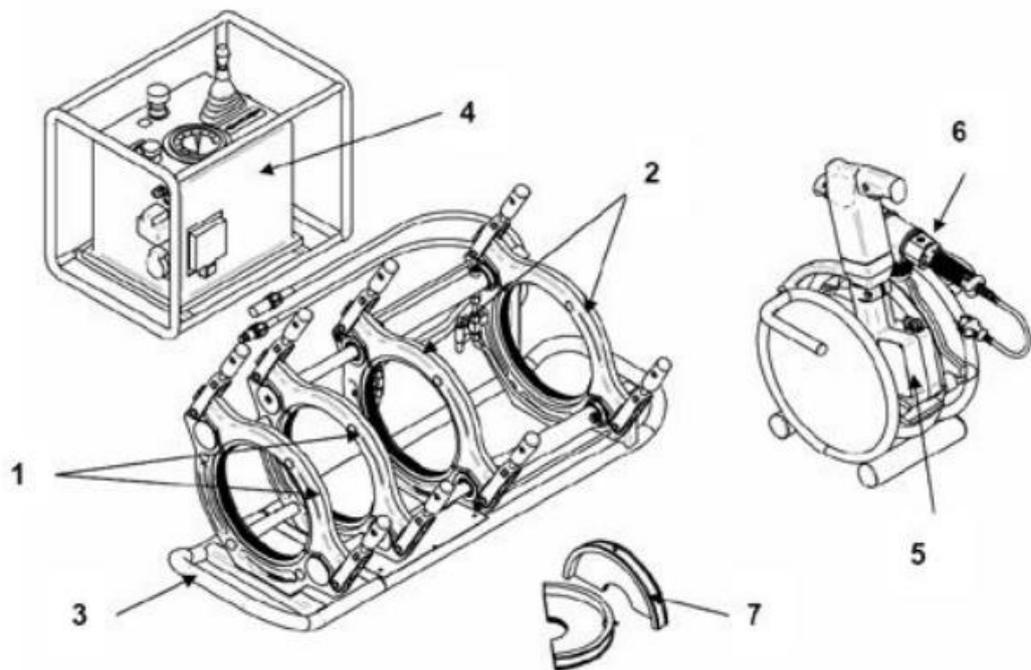


Figure 6 – Composition of butt-welding equipment [9]:

- 1 – movable clamps for pipes;
- 2 – fixed clamps for pipes;
- 3 – frame for setting the position of clamps;
- 4 – hydraulic drive;
- 5 – facer;
- 6 – heating element (welding mirror);
- 7 – interchangeable inserts

According to an independent evaluation, the main advantages of reinforced polypropylene pipes over steel pipes should be noted:

1. Low thermal conductivity;
2. High corrosion resistance;

The disadvantages are:

1. Intolerance to ultraviolet radiation (when the substance is directly exposed to ultraviolet radiation, the polymer embrittlement occurs);
2. Increased effect of linear expansion, which appears due to low elasticity;
3. Inability to operate at low temperatures, which is caused by a decrease in the intermolecular distance and loss of operational properties of the pipeline.

Reinforced polypropylene pipes under these operating conditions have a maximum working pressure of 2.5 MPa, which corresponds to the maximum

established threshold of withstanding field pressure, but given the climatic conditions of the northern part of the Tomsk region (long and cold winters), this material is not recommended as a replacement for steel pipes.

Reinforced polyethylene pipes

It turned out that reinforced polypropylene pipes are not recommended for use in this work, as their analogue we will consider reinforced polyethylene pipes.

Polyethylene is an organic compound obtained by polymerization. To improve the performance properties of polyethylene pipes, they are made of low-pressure polyethylene and then reinforced to achieve better strength characteristics. The reinforcing layer can be a metal frame or synthetic filaments.

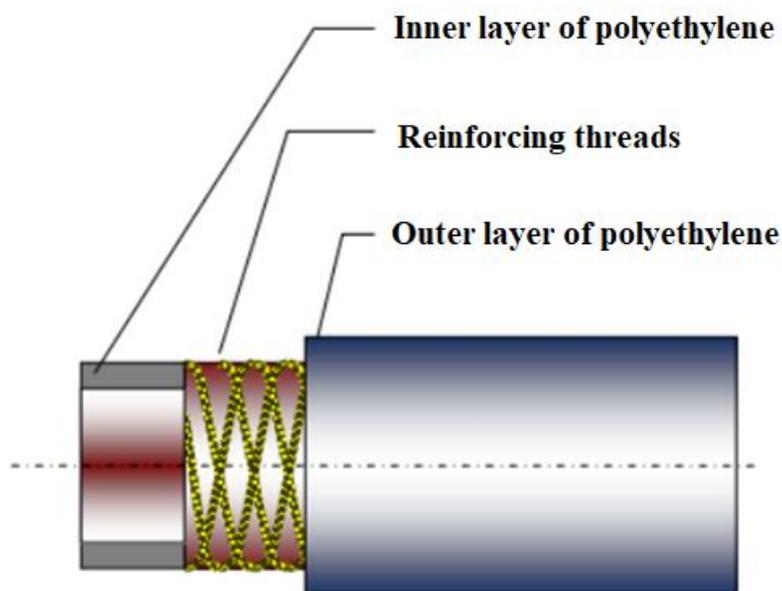


Figure 7 – Reinforced polyethylene pipe construction

Let us consider the polyethylene pipe from the manufacturer [11]. Ordinary field polyethylene pipe withstands operating pressure up to 4 MPa and provide high corrosion resistance. These pipelines can be supplied in coils of up to 300 meters in length, which greatly facilitates and speeds up installation (figure 8)



Figure 8 – Coil of polyethylene pipe [12]

According to the results of the analysis of polyethylene pipe types, we can highlight the main advantages and disadvantages.

The advantages of polyethylene pipes include:

1. High resistance to corrosion, in [13] there were tests comparing corrosion rates for steel and polyethylene pipes;
2. Smooth inner surface which prevents the precipitation of ARPD;
3. Easy installation;
4. Relatively high frost resistance in comparison with polypropylene pipes.

The disadvantages include:

1. Intolerance to ultraviolet radiation.

Polyethylene pipes differ from steel pipes in ease of installation and high performance, as well as the lightness of one linear meter of the pipeline. The welding of polyethylene pipes does not require heavy machinery. The above-mentioned allows you to significantly reduce the construction time of the pipeline string.

As a replacement for steel pipelines, polyethylene pipes can be considered as one of the possible satisfactory options for this work.

Fiberglass pipes

Fiberglass pipes are made by the winding method. It consists in the continuous winding of fiberglass impregnated with a binder which provides a dense layer from which the pipeline is subsequently constructed. The fiberglass pipe sections are connected by means of a fast and reliable socket joint without the need for welding (figure 9). Such pipes have high strength compared to thermoplastic polymers, high temperature resistance (up to 130°C in the case of basalt fiber) and a low coefficient of thermal expansion [16,17].

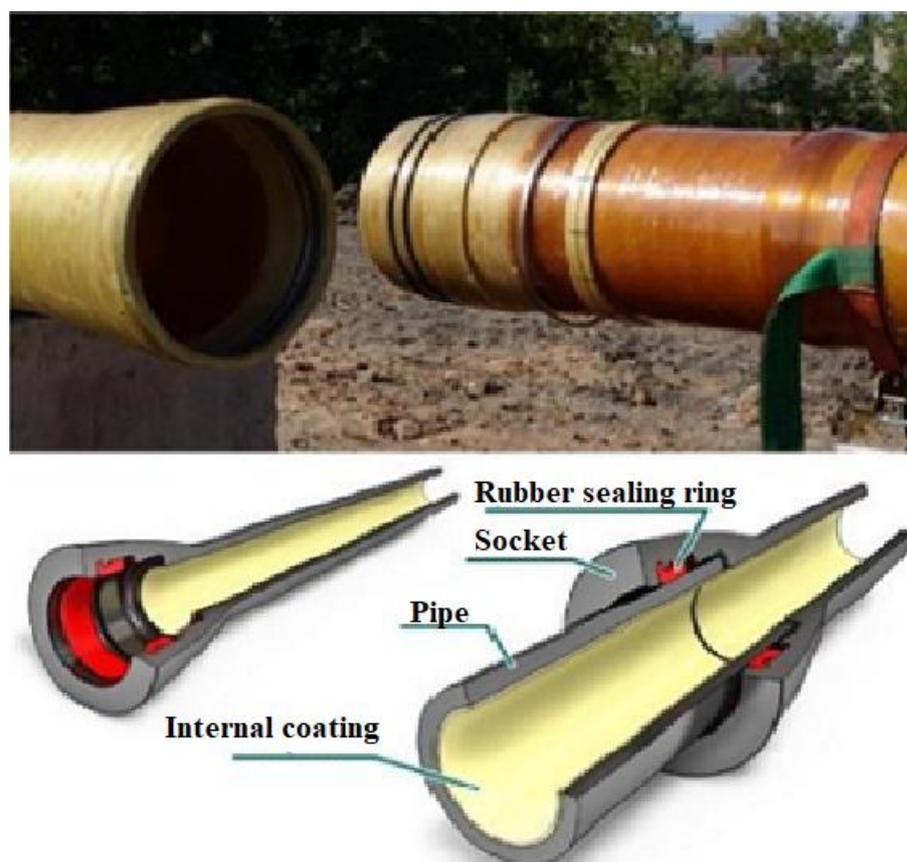


Figure 9 – Fiberglass pipe socket connection [16]

According to the manufacturer of fiberglass pipes [14], there are products of different diameters and maximum operating pressures (up to 28 MPa) on the market. Such pipelines have found their application in various fields of transportation, such as: pumping aggressive chemical media, hydrocarbon raw materials (with high content of CO₂ and H₂S), mineralized water [15].

The advantages of fiberglass pipes over steel pipes are as follows:

1. high resistance to aggressive media;

					<i>Technical solutions to improve field pipeline reliability</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		113

2. high thermal insulation excludes heat losses;
3. high abrasion resistance;
4. small mass which significantly reduces the cost of installation and transportation;
5. smooth inner surface;
6. pipe connection does not require welding and control of welded joints.

However, the main disadvantage of fiberglass pipes operating under internal pressure, in particular, is unstable to cracking across the fibers.

According to experiments presented in [18], the process of cracking is inevitable, so when installing this type of pipes, it is necessary to ensure complete tightness of the inner cavity of the pipe from the pumped medium. Cracking occurs due to the detachment of the protective jacket from the inner surface. The containment shell is mainly made of elastomeric materials which, due to their elastic properties, can peel off during sudden pressure releases. This process is called the “caisson phenomenon” (figure 10), and if it occurs, further operation of the fiberglass pipe becomes impossible.

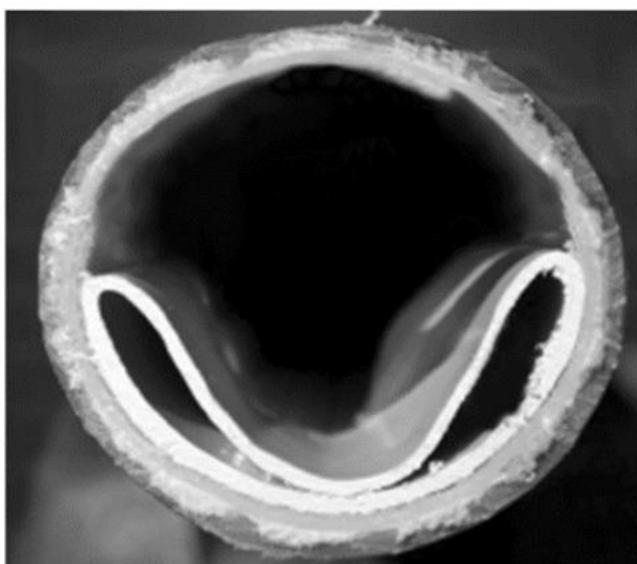


Figure 10 – Process of “caisson phenomenon” in a fiberglass pipeline [18]

Thus, taking into account this disadvantage, the design of a two-layer pipe was developed [18], which allows to solve the problem of internal sealing layer peeling and prevent the permeability of the transported medium through it. This

design is the use of a thin-layer sealing shell with a structural and technological concept of its corrugation, due to which there will be no decompaction as the corrugation acts as stiffening ribs.

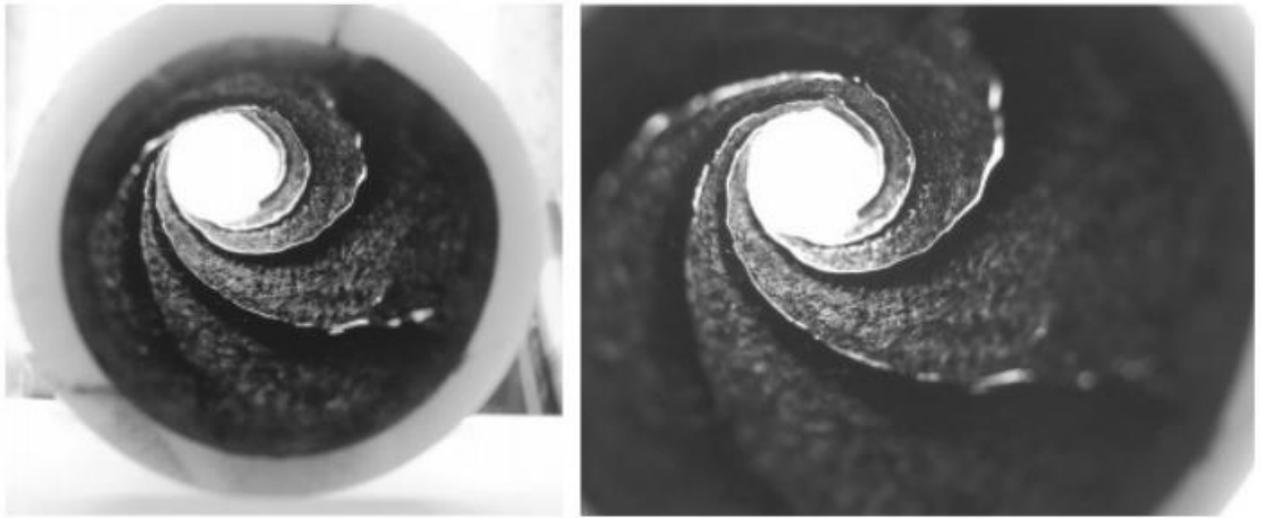


Figure 11 – Fiberglass pipe with corrugated sealing layer [18]

With this design, fiberglass pipes are significantly superior to steel pipes. From the analysis of fiberglass pipes, we can conclude that the use of such pipes to replace the object in question is more than a satisfactory option.

7.4 Conclusion

Based on the results of the analysis of common composite pipes used in the oil and gas industry, the most suitable structure has been determined. Technical characteristics of fiberglass pipes fully correspond to working conditions of the pipeline at the object in question.

It was also revealed that despite the popularity of the method of protecting field pipelines against aggressive pumped media by means of inhibition process, it does not guarantee a long trouble-free service life of metal structures. Many factors may influence it, in particular, high content of asphaltene-resin-paraffin components in the pumped medium, which hinder construction of protective layer on the inner surface of the pipeline being protected.

As far as steel pipelines with internal anticorrosion coating are concerned, it can be noted that in terms of protective performance they perform well. However, if the pumped product has a percentage of mechanical impurities that cause deterioration of this coating, this factor can lead to malfunction of other objects to which they are connected.

Based on the analysis of field experience, pipes with enhanced performance characteristics can hardly be called a panacea in the issue under consideration. They do have a longer trouble-free service life, but with additional measures, such as inhibiting and timely cleaning of the inner cavity from asphaltene-resin-paraffin deposits.

Based on the above, it should be noted that the use of unconventional materials is very small in the field of construction of field pipelines. However, the advantages of such pipes described in the paper allow not only a favorable impact on the environment, but also minimizing product losses due to corrosion damage of steel pipelines or reduce them to zero at all.

					<i>Technical solutions to improve field pipeline reliability</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116