

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы			
«Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде»			
УДК 622.692.4:678.067.5			
Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Гайнулина К.Р.		01.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Крец В.Г.	доцент, к.т.н.		01.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н., профессор		07.05.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			08.05.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.06.2019

Томск – 2019 г.

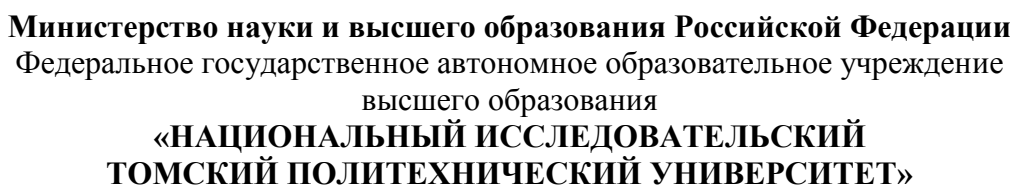
ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>



УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Протяженность участка.....	930 м
Давление газа на входе.....	2,5 МПа
Диаметр трубопровода.....	223 мм
Толщина стенки трубы.....	10,3 мм
Абсолютная шероховатость стенки	0,0073 мм

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Обзор литературных источников и изучение основной нормативно - технической документации; Анализ методов борьбы с коррозией трубопроводов при подземной прокладке; Расчет на гидроудар, тепловой и гидравлический расчет для стальных и стеклопластиковых трубопроводов; Рассмотрение вопросов безопасности сотрудников компании при проведении работ; Разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; Анализ полученных результатов и разработка рекомендаций.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	нет
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н. В., профессор
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.12.2018 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Крец В.Г.	к.т.н.		25.12.2018 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Гайнулина К.Р.		25.12.2018 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Гайнулиной Камиле Рамильевной

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально – технические ресурсы 24 290 руб. Человеческие ресурсы 48160 руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент 30%; Коэффициент дополнительной заработной платы 12%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 20%; Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 27,1%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности внедрения нового решения

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		01.04.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Гайнулина Камилы Рамильевна		01.04.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Гайнулиной Камиле Рамильевной

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Объектом исследования является участок промыслового трубопровода, который выполнен из стеклопластиковых труб, принадлежащий нефтегазодобывающему управлению «Лениногорскнефть» ПАО «Татнефть».

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Привести специальные правовые нормы трудового законодательства.

Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

2. Производственная безопасность:

- 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов
- 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Основными вредными факторами являются: повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне; недостаточная освещенность; неблагоприятные метеоусловия; превышение уровня вибрации; высокий уровень шума.

Основными опасными факторами являются: оборудование, работающее под высоким напряжением, движущиеся части механизмов, грузоподъемные работы.

3. Экологическая безопасность:

При производстве строительно-монтажных работ на промысловых трубопроводах

	<i>возможно:</i> – <i>загрязнение атмосферного воздуха;</i> – <i>загрязнение и повреждение почвенно-растительного слоя;</i> – <i>загрязнение поверхностных и подземных источников вод.</i> <i>Необходимо провести комплекс мероприятий по охране окружающей среды.</i>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>Основными чрезвычайными ситуациями являются пожары и взрывы, а также внезапная разгерметизация участка трубопровода.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2019
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			01.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Гайнулина Камила Рамильевна		01.03.2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года) _____

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2019 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.01.2019	<i>Введение</i>	10
10.02.2019	<i>Обзор литературы</i>	15
25.02.2019	<i>Анализ методов борьбы с коррозией</i>	10
15.03.2019	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
29.04.2019	<i>Исследование гидравлических характеристик стеклопластикового и стального трубопроводов, расчет на гидроудар, тепловой расчет</i>	15
01.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
11.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
13.05.2019	<i>Заключение</i>	10
20.06.2019	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		22.12.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		22.12.2018

Определения, сокращения, нормативные ссылки

Определения:

Авария на промысловом нефтепроводе: Авария на объекте промыслового нефтепровода – внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или частичного повреждения нефтепровода, его элементов, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими событиями.

Адгезия: Сцепление между разнородными материалами, обусловленное совокупностью сил связи, действующих по всей поверхности контакта.

Гигроскопичность: Свойство веществ поглощать влагу из воздуха.

Ингибитор коррозии: Вещество, которое при введении в коррозионную среду (в незначительном количестве) заметно снижает скорость коррозии металла.

Нефтепровод: Сооружение из труб, соединительных деталей и арматуры для передачи на расстояние нефти.

Пассивация: Резкое уменьшение скорости коррозии вследствие торможения анодной реакции ионизации металла при образовании на его поверхности фазовых или адсорбционных слоев.

Скорость коррозии: Коррозионные потери единицы поверхности металла в единицу времени.

Трубопровод промысловый: Трубопровод с устройствами на нем для транспорта газообразных и жидких продуктов под действием напора (разности давлений), прокладываемый между площадками отдельных промысловых сооружений.

					Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гайнулина К.Р.		01.06.19	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.		01.06.19		ДР	1	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

Футеровка: Облицовка наружной поверхности трубопроводов для защиты от механических повреждений при укладке в проектное положение

Эксплуатация: Комплекс мероприятий по использованию по назначению, техническому обслуживанию, диагностике и ремонту объекта.

Сокращения:

ГН – гигиенические нормативы;

ГОСТ – государственный стандарт;

ПЛА – план ликвидации аварий;

ППР – проект производства работ;

РД – руководящий документ;

РТМ – руководящий технический материал;

СанПин - санитарные правила и нормы;

СИЗ– средства индивидуальной защиты;

СПТ – стеклопластиковая труба;

ТУ – технические условия;

ФЗ – федеральный закон;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

Нормативные ссылки:

ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»

ГОСТ Р 53201-2008 «Трубы стеклопластиковые и фитинги»

ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные»

ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. «Вибрационная болезнь. Общие требования»

ГОСТ 12.1.007-76. «Вредные вещества. Классификация и общие

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		2

требования безопасности»

ГОСТ 12.4 011 89 «Средства защиты работающих. Классификация»

ГОСТ 12.1.046-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Строительство. Нормы освещения строительных площадок»

ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам»

РД – 39-30-139-79 «Методика теплового и гидравлического расчета трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях»

РД-13.110.00-КТН-260-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ОАО "АК "Транснефть"»

СанПиН 2.2.4.548–96. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий»

СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

СП 34-116-97«Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов»

СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»

РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов»

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		3

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу, 3 рисунка, 32 таблицы, библиография составляет 52 источника.

Ключевые слова: нефтепровод, коррозия, ингибитор, стеклопластиковый трубопровод, гидравлический расчет, гидроудар.

Объектом исследования являются стеклопластиковые трубопроводы.

Цель работы: Разработка рекомендаций по применению стеклопластиковых труб в системе промысловых нефтепроводов в высоко коррозионной среде.

Методы и методики проведения работ: Расчетная часть проводилась в соответствии с методиками, изложенными в РД – 39-30-139-79 «Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях»; РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических и стальных трубопроводов».

В процессе исследования проводились: Гидравлический расчет, расчет гидроудара и тепловой расчет трубопровода. Был проведен обзор видов коррозионных разрушений, способов защиты от коррозии; рассмотрены виды, достоинства и недостатки стеклопластиковых труб, их сравнение со стальными, также было проведено экономическое обоснование эффективности замены стальных труб на стеклопластиковые.

Область применения: Использование высококачественных и долговечных стеклопластиковых трубопроводов, представленных в работе предназначенных для строительства промысловых нефтегазосборных трубопроводов различного диаметра.

Экономическая эффективность/значимость работы: Применение стеклопластиковых трубопроводов позволяет значительно уменьшить затраты на оборудование и технику при строительно-монтажных работах, сократить энергозатраты на транспортировку нефтепродуктов, что доказывает эффективность технологий.

					Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гайнулина К.Р.		01.06.19	Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.		01.06.19		ДР	4	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

ABSTRACT

Final qualifying work: 101 pages, 3 figures, 32 tables, 52 sources.

Key words: pipeline, corrosion, inhibitor, fiberglass pipe, hydraulic calculation, water hammer.

The object of the study: are fiberglass pipelines.

Work purpose: Development of recommendations on the use of fiberglass pipes in the system of field pipelines in a highly corrosive environment.

Basic constructive, technological and technical-operational characteristics: The computational part was carried out in accordance with the methods set out in the RD - 39-30-139-79 "Methods of thermal and hydraulic calculation of main pipelines under stationary and non-stationary modes of pumping Newtonian and non-Newtonian oils in different climatic conditions"; RTM 38.001-94 "Instructions on the calculation of the strength and vibration of technological and steel pipelines."

In the course of the research were carried out: Hydraulic calculation, calculation of a hydraulic shock and thermal calculation of the pipeline. A review of the types of corrosion damage, methods of protection against corrosion; considered the types, advantages and disadvantages of fiberglass pipes, their comparison with steel, was also carried out economic justification for the effectiveness of the replacement of steel pipes for fiberglass.

Application field: The use of high-quality and durable fiberglass pipelines, presented in the work designed for the construction of field oil and gas collection pipelines of various diameters.

Economic efficiency / importance of work: The use of fiberglass pipelines can significantly reduce the cost of equipment and equipment during construction and installation works, reduce energy consumption for transportation of petroleum products, which proves the effectiveness of technology.

					Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гайнулина К.Р.		01.06.19	Abstract	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.		01.06.19		ДР	5	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

Оглавление

Определения, сокращения, нормативные ссылки	1
Реферат	4
Введение.....	8
Литературный обзор	10
Глава I. Коррозия и способы защиты	12
1.1 Коррозия металлов	12
1.2 Классификация коррозионных процессов	12
1.3 Виды коррозионных разрушений	15
1.4 Методы защиты от коррозии.....	16
1.4.1 Защитные пленки	17
1.4.2 Легирование	18
1.4.3 Силикатные покрытия	18
1.4.4 Грунтовки и фосфатирование	19
1.4.5 Металлические покрытия	20
1.4.6 Электрохимические методы защиты.....	22
1.4.7 Ингибиторы коррозии.....	22
1.4.8 Неметаллические защитные покрытия	23
2.1 Характеристики стеклопластиковых труб	24
2.2 Достоинства и недостатки стеклопластиковых труб	27
2.3 Сравнение характеристик стальных и стеклопластиковых труб.....	29
2.4 Обзор современных производителей стеклопластиковых труб	30
2.4.1 «Алтик»	30
2.4.2 Завод стеклопластиковых труб	31
2.4.3 Амитек.....	32
2.4.4 Стеклокомпозит.....	33
Глава III. Расчетная часть	35
3.1 Расчет параметров транспортируемой среды	35
3.2 Расчеты для стального трубопровода.....	39

					Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде				
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата					
Разраб.		Гайнулина К.Р.		01.06.19	Оглавление	Литера	Лист	Листов	
Руковод.		Крец В.Г.		01.06.19		ДР	6	92	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б5Б			
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19					

3.2.1 Гидравлический расчет стального трубопровода	39
3.2.2 Расчет гидравлического удара в стальном трубопроводе	41
3.2.3 Тепловой расчет стального трубопровода с изоляцией	42
3.2.4 Тепловой расчет стального трубопровода без изоляции.....	47
3.3 Расчеты для стеклопластикового трубопровода	48
3.3.1 Гидравлический расчет стеклопластикового трубопровода	48
3.3.2 Расчет гидравлического удара в стеклопластиковом трубопроводе.....	50
3.3.3. Тепловой расчет стеклопластикового трубопровода.....	51
Заключение по расчетной части	54
Глава IV. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	55
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	55
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	55
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений	56
4.2 SWOT – анализ	58
4.3 Структура работ в рамках научного исследования.....	61
4.4 Определение трудоемкости выполнения работ	61
4.5 Разработка графика проведения научного исследования	62
4.6 Бюджет научно – технического исследования	64
4.6.1 Бюджет материальных затрат научно – технического исследования	65
4.6.2. Расчет затрат на специальное оборудование.....	66
4.6.3 Основная заработная плата исполнителей темы	66
4.6.4 Дополнительная заработная плата.....	69
4.6.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	69
4.7 Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта	70
4.8 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	71
Глава V. Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода.....	74
Заключение	87
Список использованных источников	88

Введение

Актуальность: В настоящее время для большинства нефтяных месторождений одной из главных проблем вследствие контакта материала труб с агрессивными средами является коррозия металлических нефтепроводов.

Одной из главных причин аварий, происходящих на нефтепродуктопроводах, являются коррозионные процессы. Данные процессы приводят к разрушению не только внутренней поверхности трубопроводов, но и внешней.

Коррозионные процессы могут быть существенно снижены с помощью специальных средств защиты, таких как поверхностная металлизация, легирование металла, использование ингибиторов коррозии, электрохимзащита, нанесение поверхностных атмосферостойких покрытий и многие другие, которые чаще всего оказываются малоэффективными и приводят к сокращению срока службы нефтепродуктопроводов до 5-6 лет, в редких случаях до 2-3 лет.

В связи с этим остро стоит проблема поиска альтернативных решений по модернизации нефтепродуктопроводных систем. Эффективным решением данной проблемы является замена стальных нефтепроводов на стеклопластиковые трубы, которые обладают абсолютной коррозионной стойкостью. Срок службы таких труб составляет 25-50 лет[1].

Цель работы: Разработка рекомендаций по применению стеклопластиковых труб в системе промысловых нефтепроводов в высокоррозионной среде.

					Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде				
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата					
Разраб.		Гайнулина К.Р.		01.06.19	Введение	Литера	Лист	Листов	
Руковод.		Крец В.Г.		01.06.19		ДР	8	92	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б5Б			
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19					

В рамках поставленной цели предполагается решить следующие задачи:

- Обзор современной литературы и нормативно – технической документации по защите промысловых трубопроводов от коррозии;
- Анализ основных методов борьбы с коррозией трубопроводов;
- Выполнение аналитического обзора характеристик современных стеклопластиковых трубопроводов;
- Проведение теплового расчета, гидравлического расчета и расчета на гидроудар для стальных и стеклопластиковых трубопроводов;
- Проведение технико-экономического обоснования рациональности рассматриваемых стеклопластиковых трубопроводов.

					Введение	Лист
						9
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Литературный обзор

Особенностью работы промышленных трубопроводов является наличие большого количества коррозионно-активных компонентов (сероводород, двуокись углерода) в составе перекачиваемой среды. Высокая агрессивность транспортируемых сред приводит к значительному сокращению сроков службы трубопроводов и оборудования ниже нормативных.

На сегодняшний день существует большое разнообразие методов по борьбе с коррозией трубопроводов. Многие работы посвящены данному вопросу [2, 3, 4].

Так, в работе Н.И. Мукатдисова, А.Р. Фархутдинова, А.А. Елпидинского[5] рассматриваются различные методы по борьбе с коррозией, но акцент делается на применении ингибиторов. Суть данного метода заключается в образовании защитной пленки на поверхности трубы, препятствующей химическому процессу коррозии.

Согласно работе О.А. Чепкасова, А.А. Селезнева, А.И. Садилова[6] одним из эффективных методов защиты от коррозии считается использование неметаллических покрытий. Данный метод позволяет значительно увеличить срок службы корродирующего трубопровода.

Но, несмотря на достигаемые положительные эффекты, данные методы не всегда являются эффективными и не могут применяться при определенных условиях. Поэтому автор работы [7] предлагает применять трубопроводы из полимерных материалов, а именно стеклопластиковые трубопроводы. Трубопроводы, выполненные из стеклопластика, не подвергаются коррозии и решают ряд проблем коррозионного воздействия перекачиваемой агрессивной среды.

					Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гайнулина К.Р.		01.06.19	Литературный обзор	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.		01.06.19		ДР	10	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

Кроме вышеперечисленных работ, стоит отметить учебное пособие[8] Н.М. Хохлачева, Е.В. Ряховской, Т.Г. Романова «Методы борьбы с коррозией на нефтепромысле», в котором авторы дают рекомендации по защите от коррозии, являющиеся актуальными и на сегодняшний день.

					Литературный обзор	Лист
						11
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Глава I. Коррозия и способы защиты

1.1 Коррозия металлов

Процесс самопроизвольной потери рабочих свойств металлов при их физико-химическом воздействии с окружающей средой называется *коррозией*. Коррозионные процессы считаются непреднамеренными и нежелательными.

Необходимость осуществлений мероприятий по защите от коррозии диктуется тем обстоятельством, что коррозионные потери приносят чрезвычайно большой вред[9].

Основной вред от коррозионных процессов связан не только с потерей больших объемов металла, а также при выходе из строя самих металлических изделий, так как вследствие коррозии они утрачивают необходимую герметичность, прочность, пластичность, электро- и теплопроводность, и иные рабочие свойства.

1.2 Классификация коррозионных процессов

В зависимости от условий протекания коррозионные процессы классифицируются на:

- *Атмосферную коррозию* — коррозия металла, протекающая на поверхности металла под действием сконденсированной влаги в атмосфере;
- *Газовую коррозию* — это химическая коррозия металла в газах при высоких температурах;
- *Жидкостную коррозию* — коррозия металла в растворах электролитов и неэлектролитов. Жидкостная коррозия также подразделяется на кислотную, солевую и щелочную;

					Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гайнулина К.Р.		01.06.19	Основная часть	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.		01.06.19		ДР	12	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

- *Морскую коррозию* – коррозия, протекающая при контакте металла с морской водой;
- *Микробиологическую коррозию* — коррозия металла в результате жизнедеятельности бактерий и других микроорганизмов;
- *Подземную коррозию* — коррозия металла, протекающая в почвах и грунтах при контакте с грунтовыми водами;
- *Коррозию под напряжением* – коррозия металлов, при которой происходит одновременное воздействие коррозионной среды и механического напряжения;
- *Коррозию блуждающими токами* – коррозия, при которой происходит прохождение тока по непредусмотренным путям по проекту;
- *Контактную коррозию* – коррозия, при которой происходит сопряжение разнородных электрохимических металлов в электропроводящей среде[10].

В зависимости от *механизма протекания* различают два типа коррозии – **химическую и электрохимическую** коррозию[11].

Коррозионные процессы, протекающие впоследствии химического взаимодействия с внешней средой, которые не сопровождаются появлением электрического тока называются *химическими*.

Этот вид коррозии наблюдается при действии на металлы сухих газов (сероводород, воздух и др.) и жидких неэлектролитов (смола, бензин и пр.) и является химической гетерогенной реакцией газообразных или жидких сред, или их компонентов с поверхностью металла.

Когда в среде содержатся химически взаимодействующие соединения с данным металлом, такие как сероводород, серосодержащие продукты и прочие, то разрушение металла может происходить не только в полностью обезвоженной нефти, но и продуктах ее переработки.

Большая часть металлических конструкций разрушается вследствие

					Основная часть	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

воздействия газовой коррозии – химической коррозии металлов в газах при высокой температуре и коррозии в жидком топливе при наличии в нем коррозионно-активных составляющих.

Коррозионные процессы относят к *электрохимическим* если они протекают на поверхности металлов в газовой среде, при условии, если возможна конденсация влаги, а также в почвах или в любых других растворах электролитов.

При электрохимической коррозии происходит растворение металла, которое в свою очередь сопровождается возникновением электрического тока внутри системы. При этом электрический ток возникает вследствие протекания процесса коррозии, а не за счет подвода тока от внешнего источника. Электрохимическая коррозия считается наиболее опасной для металлов и встречается чаще всего.

В зависимости от характера агрессивной среды и условий протекания электрохимический процесс коррозии классифицируется на:

- *Атмосферная коррозия*, которая является самой распространенной. На поверхности металла, который находится в атмосфере, особенно при перепадах температуры, происходит образование тонкой пленки воды. В данной пленке происходит растворение газов, находящихся в атмосфере, и таким образом создаются условия соприкосновения металла с электролитом. Около 60% металлических конструкций подвержены атмосферной коррозии, т.к. большинство металлических изделий эксплуатируется в атмосферных условиях.

- *Почвенная коррозия*, при которой происходит воздействие почвенных растворов на металлы. Данный вид коррозии вызывается преимущественно растворами солей, которые находятся в почве. Значительно высокой агрессивностью отличаются торфянистые и болотистые почвы, менее агрессивными считаются глинистые и песчаные

					Основная часть	Лист
						14
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

почвы, которые содержат щелочные растворы.

- *Электрокоррозия*, возникающая за счет внешнего электрического тока. Коррозию трубопроводов (газопроводы, нефтепроводы и пр.) и растворение подземных металлических сооружений относят к электрокоррозии. Источниками токов, являются токи, которые распространяются по поверхности почвы от линий электрофицированных железных дорог, линий электропередач и линий катодной защиты.

- *Коррозия в электролитах*, данный тип коррозии происходит в жидких средах, которые проводящих электрический ток. В качестве растворов электролитов чаще всего могут быть использованы растворы кислот, солей, оснований, морская вода и другие природные воды, в которые металлические сооружения погружены частично или полностью.

- *Биокоррозия*, возникающая в результате участия микроорганизмов, выделяющих продукты, которые вызывают коррозию[11].

1.3 Виды коррозионных разрушений

В зависимости от агрессивной среды, природы металла и иных условий коррозия может приводить к различным *видам разрушений*. На рисунке 1 представлены разрезы образцов металла, которые показывают возможные изменения рельефа поверхности металлов результате коррозии.

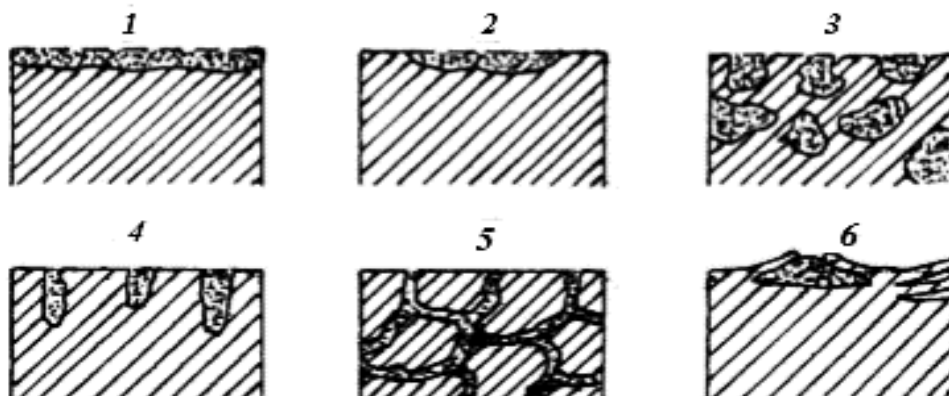


Рисунок 1 – Типы коррозионных разрушений: 1 – равномерная; 2 – локальная(неравномерная); 3 – избирательная (селективная); 4 – коррозия точками

					Основная часть	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

(питтинг); 5 – межкристаллитная; 6 – подповерхностная[11]

Под *равномерной* понимается коррозия, при которой вся поверхность металла поражена в одинаковой степени, и *неравномерная*, или так называемая локальная. Разрушение металла на открытом воздухе представляет собой равномерную коррозию. Локальная коррозия является более опасной, чем равномерная.

Особо опасной считается *язвенная коррозия*, когда на отдельных участках происходит корродирование металла вглубь, а все остальная поверхность остается непокрытой продуктами коррозии. Также одним из опасных видов коррозии считается точечная, иными словами *питтинговая*, данная коррозия мало заметна, но глубоко проникает в металл.

Одним из опасных видов коррозии является *межкристаллитная*, при которой разрушение металла происходит по границам кристаллитов. При межкристаллитной коррозии внешне металл остается без изменений, при воздействии на него, распадается на мелкие кусочки. Межкристаллитной коррозии подвержены чугун, латунь, бронза, нержавеющие стали и другие медные сплавы.

Когда разрушению подвергаются кристаллы одного компонента сплава, то наблюдается *избирательная* коррозия[12].

1.4 Методы защиты от коррозии

Процессы коррозионных разрушений протекают непрерывно и причиняют огромные убытки. Выбор методов защиты от коррозионных разрушений определяется не только его высокой эффективностью, но и зависит от условий и характера протекания коррозионных процессов. Также при выборе метода необходимо учитывать его экономическую целесообразность. Рассмотрим подробнее методы защиты от коррозионных

					Основная часть	Лист
						16
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

процессов[13].

1.4.1 Защитные пленки

Один из наиболее распространенных способов защиты поверхностей металлов от коррозионных разрушений являются защитные пленки. Данный способ основан на нанесении пленки на защищаемую металлическую поверхность.

Покрытие поверхности металла защитой чаще всего играет роль преграды для коррозионных процессов, а также замедляет их деятельность, но не исключает появления коррозии.

Качество покрытия играет важную роль и зависит от таких параметров, как: равномерность, толщина слоя, пористость и многие другие.

Нанесение защитных покрытий и тщательная подготовка поверхности трубы также считаются важными этапами для защиты поверхности металла. Для того, чтобы защитный слой равномерно покрывал поверхность металла необходимо удалить ржавчину и окалину с его поверхности, иначе они будут являться преградой для сцепляемости поверхности металла и защитного материала. При низком качестве нанесения покрытия также возможно образование пузырей и воздушных полостей, которые могут наносить значительный ущерб[13].

В качестве защитных материалов чаще всего используют различные краски, эмали, лаки, и прочие материалы, которые препятствуют доступу к поверхности металла воды, кислорода и многих других агрессивных компонентов.

Наиболее доступными и распространенными в применении считаются лакокрасочные покрытия, они обладают высокой газонепроницаемостью и водоотталкивающими свойствами. Для уменьшения их смачиваемости иногда используют защиту восковыми составами либо в

					Основная часть	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

состав красок производят ввод кремнийорганических соединений.

Эффективной защитой от атмосферной коррозии считаются лакокрасочные покрытия, но они не являются пригодными для защиты подземных сооружений и конструкций[14].

1.4.2 Легирование

В настоящее время одним из распространенных способов уменьшения коррозионных процессов считается легирование. Данный способ основан на получении сплавов, но его нельзя отнести к защите. При легировании в состав сплава входят компоненты, которые являются присадками и вызывающие пассивирование металла.

Создание большого числа нержавеющей сталей производится путем присадок к железу хрома, никеля, кобальта и многих других металлов.

Полученные таким способом стали не покрываются ржавчиной, при этом коррозионный процесс не исчезает, но его скорость значительно снижается[15].

1.4.3 Силикатные покрытия

Эмалевые покрытия также используют для защиты металлов от коррозии, которые обычно выполнены из фарфора, или стекла. Одними из самых распространенных эмалей считаются загашенные либо прозрачные стекловидные эмали. Иногда в состав эмалевых покрытий вводят дополнительные материалы, такие как: красители, оксиды, способствующие хорошему сцеплению материала и эмалируемой поверхности. Защитными эмалями покрывают различные металлы: сталь, чугун, латунь, алюминий и медь.

Эмалевые покрытия обладают высокими защитными свойствами, обусловленными их непроницаемостью для воды и воздуха даже при

					Основная часть	Лист
						18
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

длительном контакте. Важным достоинством эмали является высокая стойкость при повышенных температурах[15].

К основным недостаткам относят чувствительность к механическим и термическим ударам. При длительной эксплуатации поверхности эмалевых покрытий подвергаются растрескиванию, вследствие чего обеспечивается доступ воздуха и влаги к металлу, что в свою очередь служит образованию коррозии[16].

1.4.4 Грунтовки и фосфатирование

Грунтовки используют для пропитывания защищаемых поверхностей специальной жидкостью. Слой грунтовки обычно наносят под лакокрасочный слой, и она выполняет ряд таких функций, как: выравнивание поверхности, защита, способствует хорошей адгезии.

Как правило, после применения грунтовки лакокрасочный слой равномерно ложится на покрываемый металл и лучше держится в процессе эксплуатации. При прохождении воды через грунтовочный слой, она растворяет часть грунтовки, и ее коррозионные свойства значительно уменьшаются.

Пигменты, входящие в состав грунтовочных покрытий обладают ингибиторными свойствами. Самым распространенным и эффективным пигментом считается свинцовый сурик.

Иногда вместо грунтовки проводят фосфатирование металлических поверхностей. Фосфатирование, как и грунтовка выполняет функцию подготовки поверхностей. Чистую поверхность покрывают содержащими ортофосфорную кислоту ортофосфатами железа, марганца или цинка. Растворенные в фосфатирующей смеси металлы вносят вклад в образование фосфатного покрытия.

Фосфатная пленка может защищать металл от воздействия

					Основная часть	Лист
						19
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

атмосферных осадков, но она неэффективна для защиты от слабых растворов кислот и растворов солей[16].

Фосфатирование обеспечивает не только хорошее сцепление металлических покрытий с краской, но и уменьшает коррозионные разрушения при образовании царапин и иных дефектов.

1.4.5 Металлические покрытия

Металлические защитные покрытия наносятся на поверхность металлов для их защиты от коррозионных процессов, придания твердости и износостойкости.

Металлы, на которые нанесли защитное покрытие, продолжают корродировать, но их скорость значительно уменьшается, так как на поверхности защищаемого металла образовалась оксидная пленка.

Металлические покрытия подразделяют на две группы: *коррозионностойкие* и *протекторные*. Для покрытия металлических сплавов на основе железа используют никель, серебро, хром, свинец, медь, которые входят в первую группу и по отношению к железу являются электроположительными. Ко второй группе относят такие металлы, как: алюминий, кадмий и цинк, которые по отношению к железу являются электроотрицательными[16].

Существует несколько способов нанесения защитных металлических покрытий:

- *гальваническое (электролитическое) покрытие*, данный способ основан на электроосаждении электролитов из водных растворов солей;
- *горячий способ нанесения защитного покрытия*, при котором защищаемое изделие погружают в ванну с расплавленным металлом на небольшой промежуток времени;
- *диффузионное покрытие* – обработку металла производят в

					Основная часть	Лист
						20
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

специальном барабане с высокой температурой, суть данного способа заключается в проникновении покрытия в подповерхностный слой защищаемого металла;

- *металлизация*, при которой распыление расплавленного металла происходит при помощи воздушной струи;
- с использованием *газофазной реакции*[17].

В производственных процессах самым распространенным методом считается химическое нанесение металлических покрытий на защищаемое изделие. Данный процесс считается каталитическим, при этом роль катализатора играет поверхность самого изделия. Раствор, применяемый при химической металлизации содержит соединение восстановителя и наносимого металла. В качестве восстановителей используют гипофосфит натрия, гидразин, формальдегид, боргидрид натрия и др. Выделение металла происходит на поверхности защищаемого изделия, а не в объеме раствора, так как она является катализатором.

На сегодняшний день разработаны различные методы химического покрытия металлических изделий железом, никелем, кобальтом, платиной, медью, золотом, серебром и другими сплавами на основе этих металлов.

Металлические покрытия защищают металл от коррозионных процессов до тех пор, пока их поверхность остается целой. При ее нарушении коррозия начинает увеличивать свою скорость, это объясняется тем, что происходит работа гальванического элемента железо – металл. Когда трещины, царапины и другие дефекты заполняются влагой, то образуется раствор, в результате чего ионные процессы ускоряют протекание электрохимического процесса, т.е. коррозии.

					Основная часть	Лист
						21
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

1.4.6 Электрохимические методы защиты

К электрохимическим методам, широко применяемым в энергетике, промышленности и транспорте относят катодную, анодную, а также протекторную защиту. Такую защиту применяют для крупных сооружений. Механизм протекторной защиты от коррозии основан на принесении в жертву активного металла, т.е. протектора (цинк либо магний)[17]. Перетекающие электроны с протектора на защищаемый металл не дают ему возможности раствориться. При использовании катодной защиты защищаемый металл поляризуется катодно и при помощи станции катодной защиты отрицательный потенциал поддерживается постоянно. Катодный способ защиты чаще всего используют для защиты трубопроводов, силовых и телефонных кабелей. В случае анодной защиты с помощью потенциостатов потенциал защищаемого объекта поддерживается в положительной области.

1.4.7 Ингибиторы коррозии

Ингибиторная защита от коррозии – один из самых эффективных и экономичных способов защиты металлов от коррозионных процессов в различных агрессивных средах. Под ингибиторами понимаются химическое вещество или их смесь, способные ослаблять или нейтрализовать протекание химических процессов без изменения рабочих свойств металлов. Они создают на металлической поверхности пленку, защищающую металл от коррозии. В зависимости от механизма действия ингибиторы можно классифицировать следующим образом:

1. Ингибиторы, образующие на металлических поверхностях защитную пленку из слоя окисей, плотно прилегающую к металлу и замедляющие протекание анодного процесса называются *пассиваторами*. Образовавшиеся на поверхности металла оксидные пленки, не являются стойкими. Эффективность оксидной пленки зависит от их толщины.

					Основная часть	Лист
						22
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2. *Экранирующие* – это ингибиторы, покрывающие тонкой пленкой поверхность защищаемого металла, которая образуется в результате поверхностной адсорбции.

3. Ингибиторы, увеличивающие перенапряжение катодного процесса и замедляющие коррозию в растворах неокисляющих кислот называются *катодными*. К катодным ингибиторам относят соли и окислы мышьяка, окислы висмута[18].

Эффективность действия ингибиторов зависит от условий среды, поэтому универсальных ингибиторов не существует, поэтому для выбора необходимого ингибитора необходимо проведение различных испытаний.

Со временем происходит расход ингибиторов, следовательно, необходим их периодический ввод в агрессивную среду.

В газовой фазе применяют летучие ингибиторы, в основе которых лежат особые химические соединения – нитриты. Особенностью летучих ингибиторов считается способность испаряться и попадать на поверхность изделия в труднодоступные места[19].

1.4.8 Неметаллические защитные покрытия

Различные химически устойчивые материалы, такие как: стеклопластики, бипластмассы, пленочные и листовые полимерные материалы, керамические и иные неметаллические химически стойкие материалы используют для защиты от коррозионных процессов оборудования и различных строительных конструкций.

На сегодняшний день широкое применение для защиты от коррозии получили полимерные материалы. Среди множества полимерных материалов значительное место занимают стеклопластики, которые получают на основе различных стекловолокнистых наполнителей и синтетических смол[19].

					Основная часть	Лист
						23
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Глава II. Описание объекта исследования

2.1 Характеристики стеклопластиковых труб

Трубопроводы, выполненные из стеклопластика – это современная альтернатива металлическим, которая позволяет значительно уменьшить затраты на эксплуатацию, приобретение и монтаж таких систем, широко применяемых на многих предприятиях.

Стеклопластик представляет собой композиционный материал, в состав которого входит *стекловолокно*, являющееся армирующим элементом, а также обеспечивающим необходимые прочностные характеристики и *связующее вещество*, которое является наполнителем. Наполнитель равномерно распределяет усилия между армирующими волокнами, а также обеспечивает защиту от воздействия окружающей среды. Стеклопластиковые трубы можно классифицировать по следующим параметрам: *жесткость, диаметр и давление*[20].

Способность трубы сопротивляться нагрузкам от грунта и движения транспорта определяется *жесткостью трубы*. Чем больше стенка трубы, тем выше ее способность к сопротивлению нагрузкам и больше жесткость.

Также стеклопластиковые трубы классифицируются согласно следующим основным критериям: типу связующего материала (матрицы), конструкции стенок труб и типу соединения труб.

По типу связующего конструкционного элемента труб различают стеклопластиковые трубы на *полиэфирном* и *эпоксидном* связующем.

В зависимости от конструкции стенки различают три основные вида стеклопластиковых труб:

- *Однослойные стеклопластиковые трубы (1С)* (рис.2) не имеют

					Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гайнулина К.Р.		01.06.19	Характеристика объекта исследования	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.		01.06.19		ДР	24	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

дополнительного защитного покрытия[21]

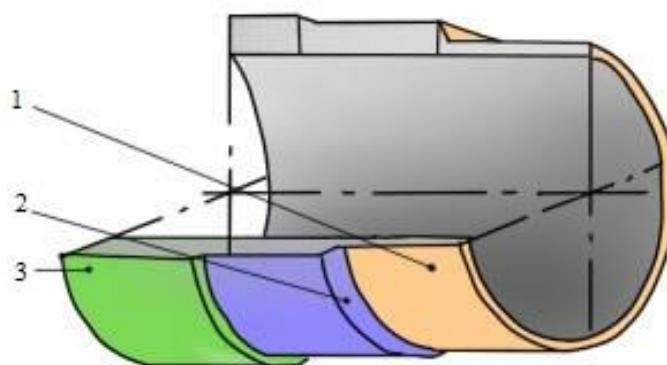


Рисунок 2 – Однослойная стеклопластиковая труба

1- стеклопластиковый «лайнер»; 2 – конструкционный стеклопластиковый слой; 3 – внешний слой (гелькоут)

Внешний слой или гелькоут обеспечивает гладкость внешней поверхности трубы, стойкость к воздействию ультрафиолетовых лучей, влаги и различных химических веществ.

Внутренняя поверхность трубы, производимая из двухкомпонентного композита, называется *лайнером*, толщина которого может варьироваться от 0,2 до 0,8 мм. Внутренняя поверхность трубы, т.е. лайнер, уменьшает коэффициент гидравлического сопротивления и увеличивает химическую стойкость труб.

Конструкционный слой, состоящий из стеклянных нитей, пропитанных эпоксидным связующим, обеспечивает механическую прочность при действии внутренних и внешних нагрузок.

- *Двухслойные стеклопластиковые трубы с пленочным слоем (2С)* (рис. 3) имеют внешнюю защитную оболочку, увеличивающую устойчивость трубы от ультрафиолета и воздействия агрессивных сред.

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

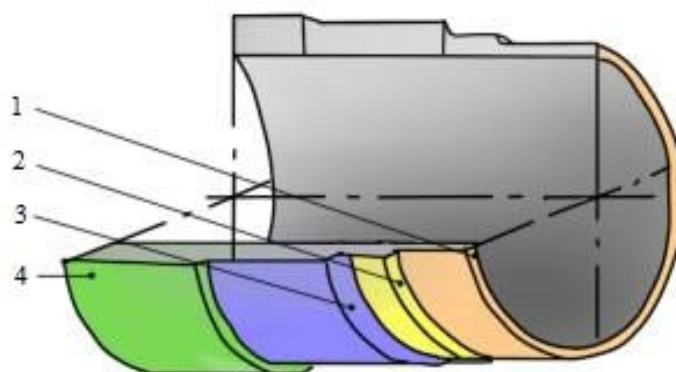


Рисунок 3 – Двухслойная стеклопластиковая труба

1- стеклопластиковый «лайнер»; 2 – защитная оболочка; 3 – конструкционный стеклопластиковый слой; 4 – внешний слой (гелькоут)

Защитный слой выполняется из пленочного материала, толщиной от 1 до 3 мм. Стеклопластик (конструкционный слой) укладывается поверх защитного слоя и обеспечивает оптимальное соотношение окружной и осевой прочности.

Двухслойные стеклопластиковые трубы имеют ряд серьезных недостатков: малая адгезия защитного слоя к стеклопластику и «кессонный эффект», который возникает при транспортировке газосодержащих сред.

- *Трехслойные стеклопластиковые трубы (3С)* отличаются от обычных стеклопластиковых труб тем, что имеют дополнительный слой, который расположен между защитной оболочкой и основным конструктивным материалом, который значительно увеличивает прочность трубы.

- *Многослойные стеклопластиковые трубы* – это специально разработанные трубы для транспортировки сред содержащих газ. Газ, проходящий в область между пленочным слоем и внутренней оболочкой, создает постоянное давление, равное рабочему давлению в трубопроводе,

					Характеристика объекта исследования	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

следовательно, условия для проникновения газа через пленочный слой отсутствуют и «кессонный эффект» не возникает[22].

Стеклопластиковые трубы, имеющие защитный слой из цветных металлов (алюминий, медь) специально разработаны для транспортировки теплоносителей и газосодержащих сред. Футеровка цветным металлом обеспечивает не только газонепроницаемость и повышенную химическую стойкость в определенных средах, но и позволяет использовать трубы для высокотемпературных сред.

Трубы из стеклопластика изготавливаются под стыковые соединения следующих типов:

- Ф – фланцевый;
- М – муфтовый;
- МК – муфтовый клеевой;
- Б – бугельный;
- Р – раструбный;
- С – специальный[23].

Каждый из типов стеклопластиковых труб имеет определенные области применения, и постоянно модернизируются путем использования новых материалов и совершенствования технологий изготовления.

2.2 Достоинства и недостатки стеклопластиковых труб

От ряда других материалов композиционного стеклопластик отличается такими важными свойствами, как:

- устойчивы к коррозии, инертны к солям, и сероводороду;
- за счет гладкой внутренней поверхности трубы малое гидравлическое сопротивление предотвращает отложения на стенках трубы;
- низкая теплопроводность стеклопластиковых труб сокращает тепловые потери из системы трубопроводов, вследствие чего нет

					Характеристика объекта исследования	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

необходимости в применении теплоизоляции;

- отсутствие сварных соединений повышает надежность трубопровода;

- низкая стоимость монтажных работ;
- равнопрочны стальным трубопроводам при этом легче их в 4 раза;
- стойкость к механическим и гидравлическим ударам;
- высокие диэлектрические показатели;
- эксплуатация без ремонта более 25 лет, в отдельных случаях до 10 лет[24].

По сравнению со сталью абсолютные значения предела прочности стеклопластика ниже, чем у стали, но при этом стеклопластик имеет большую удельную прочность.

Недостатками стеклопластика являются:

- хрупкость;
- возможен абразивный износ (необходимо нанесение защитного покрытия на поверхность трубы);
- возможен кессонный эффект (отрыв герметизирующего слоя от основной трубы);
- микробиологическое воздействие (образование грибков и др.);
- гигроскопичность (поглощение воздуха) и влагопоглощение, что в свою очередь приводит к образованию больших трещин[25].

Применение для трубопроводного транспорта углеводородов трубопроводов из стеклопластика дает немалое количество преимуществ, такие трубы считаются достойной заменой стальному трубопроводу, который традиционно считается основной для транспорта углеводородного сырья.

На сегодняшний день в трубопроводном транспорте, как и в различных отраслях промышленного хозяйства постепенно происходит

					Характеристика объекта исследования	Лист
						28
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

замена морально устаревших стальных труб трубами из полимерных материалов.

2.3 Сравнение характеристик стальных и стеклопластиковых труб

Использование стальных трубопроводов в условиях высококоррозионной среды имеет значительное количество трудностей. Кроме того, что стальные трубопроводы быстро разрушаются коррозией, что в свою очередь значительно уменьшает срок службы трубы, но также они забиваются отложениями, уменьшающими их пропускную способность[26].

В таблице 1 показаны сравнительные характеристики труб из разных материалов.

Таблица 1 – Сравнительные характеристики свойств стальных и стеклопластиковых труб

Характеристики	Материал	
	<i>Стеклопластиковая труба</i>	<i>Стальная труба</i>
Обслуживание	Не требуется	Регулярно
Продолжительный срок службы	50 лет и более	до 10 - 15 лет
Сопротивление истиранию при испытательной жидкости (песок/вода /15/85) и скорость 10 м/с за часы	80	34
Ударопрочность	Наилучший показатель	Хорошая
Морозостойкость, °С	до - 40 (- 90)	до - 60
Коррозионная стойкость	Устойчив к коррозии и к воздействию солевых растворов и химически агрессивных сред	Корродирует
Устойчивость к биозаращению	Высокая	Средняя
Устойчивость к блуждающим токам	Диэлектрик	Под действием блуждающих токов подвержен электрокоррозии (проводник)
Устойчивость к химически агрессивным средам	Повышенная	Высокая

Проведя анализ таблицы 1, можно увидеть, что температурные и прочностные характеристики стеклопластиковых труб практически не уступают стальным трубам, а некоторые параметры имеют даже лучшие значения. Таким образом, применение на нефтепромыслах стеклопластиковых труб целесообразно по ряду причин:

- высокая коррозионная стойкость;
- нет необходимости затрат по защите от коррозии;
- устойчив к блуждающим токам;
- более длительный срок службы (более 50 лет);
- сохранение пропускной способности;
- низкая теплопроводность;
- низкая трудоемкость при монтажно-демонтажных работах.

2.4 Обзор современных производителей стеклопластиковых труб

Сочетание высокой механической прочности с хорошими электроизоляционными и теплофизическими свойствами и химической стойкостью способствует широкому применению стеклопластиков в качестве конструкционных материалов во многих отраслях народного хозяйства.

Так, в последнее время альтернативным вариантом простым стальным трубопроводам, которые используются, для перекачки углеводородов все большее применение находят трубы, выполненные из композитных материалов. Рассмотрим основные компании по производству стеклопластиковых труб на российском рынке.

2.4.1 «Алтик»

Научно-производственное предприятие «Алтик» является ведущим предприятием по производству изделий из композитных материалов,

					Характеристика объекта исследования	Лист
						30
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

развивающим технологию изготовления стеклопластиковых труб различного назначения методом косослойной продольно-поперечной намотки и иных изделий из стеклопластика не имеющих аналогов в России и в мире.

На предприятии проводятся научно-исследовательские и опытно конструкторские работы в сотрудничестве с научными институтами в направлении повышения качества существующих изделий и освоения новых видов, повышения эксплуатационных характеристик выпускаемой продукции[27].

Таблица 2 – Технические характеристики труб

Параметры	Значения
Внутренний диаметр	от 40 до 315 мм
Максимальное рабочее давление	до 41 МПа
Диапазон рабочих температур	от -65 до +150 ⁰ С
Максимальная длина труб	до 6500 мм

2.4.2 Завод стеклопластиковых труб

«Завод стеклопластиковых труб», далее «ЗСТ», основан в 2001 году, расположен в 6 км от Казани и состоит из двух производственных линий, является первым производителем стеклопластиковых труб в СНГ. Суммарная производительность ЗСТ в год составляет до 600 км условной трубы.

ЗСТ специализируется на выпуске стеклопластиковых труб и фитингов для нефтегазовой промышленности, в том числе сточные, напорные водо- и нефтепроводы, насосно – компрессорные и обсадные трубы. Продукция соответствует стандарту ГОСТ Р 53201 – 2008 «Трубы стеклопластиковые фитинги», который был разработан по инициативе завода. Технологические параметры труб, изготавливаемых заводом, представлены в таблице 3.

Система управления качеством предприятия соответствует требованиям международных стандартов APIQ1, ISO/TS 29001, ISO 9001[28].

					Характеристика объекта исследования	Лист
						31
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 3 – Технические характеристики труб

Параметры	Значения
Внутренний диаметр	до 200 мм
Максимальное рабочее давление	27,6 МПа
Диапазон рабочих температур	до +150 ⁰ С, ограничения по отрицательным температурам отсутствуют
Максимальная длина труб	до 9120 мм

2.4.3 Амитек

Амитек – завод по производству стеклопластиковых труб с использованием метода непрерывной намотки, входит в состав одного из лидеров в разработке и производстве трубных технологий компании «Amantit». Используемый метод непрерывной намотки позволяет производить армирование тела трубы стекловолокном по окружности, образуя плотный слоистый материал с максимальным использованием свойств составных компонентов.

Стеклопластиковые трубы изготавливаются с номинальными диаметрами в диапазоне от 100 до 3700 мм. Секции труб соединяются при помощи стеклопластиковых муфт. Технологические параметры труб, изготавливаемых заводом, представлены в таблице 4.

Все трубы подвергаются испытаниям на прочность и на способность к деформации без повреждений или структурных нарушений.

Система управления качеством предприятия соответствует требованиям международных стандартов ISO 9001[29].

Таблица 4 – Технические характеристики труб

Параметры	Значения
Внутренний диаметр	от 100 до 4000 мм
Максимальное рабочее давление	по желанию заказчика, установленные проектом
Диапазон рабочих температур	от -50 до +120 ⁰ С
Максимальная длина труб	от 3 до 18 м

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		32

2.4.4 Стеклокомпозит

Промышленная компания «Стеклокомпозит» - современное предприятие, которое производит стеклопластиковые трубы под торговой маркой flowtech диаметрами от 300 до 3000 мм по ГОСТ 32661, ГОСТ Р 54560, 2296-001-67229373-2011 методом непрерывной намотки стекловолокна и осуществляет поставки как на территорию России, так и стран СНГ и Евросоюза.

Flowtech – это система GRP труб и фитингов различных конфигураций, изготовленных из композиционного материала, состоящего из кварцевого наполнителя и синтетического полимерного связующего.

Компания «Стеклокомпозит» в области производства стеклопластиковых труб и композитных материалов в целом использует современнейшие передовые технологии.

Производимая труба соответствует строгим стандартам, таким как: ISO, ASTM, AWWA в области производства стеклопластиковых труб.

Выпускаемая продукция проходит испытания на соответствие всем требованиям качества[30].

Таблица 5 – Технические характеристики труб

Параметры	Значения
Внутренний диаметр	от 300 до 3000 мм
Максимальное рабочее давление	от 1 до 32 бар
Диапазон рабочих температур	до +80 ⁰ С
Максимальная длина труб	от 6 до 12 м

Большинством зарубежных нефтегазовых компаний был накоплен большой опыт эксплуатации стеклопластиковых и композитных труб, которые не требуют наружной изоляции, катодной и ингибиторной защиты.

Из года в год в России также происходит рост спроса и интереса к трубам, выполненным из композитных материалов. В последние годы

					Характеристика объекта исследования	Лист
						33
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

российские нефтегазовые компании проводят испытания и внедрение стеклопластиковых и композитных труб, но при этом доля использования СТП труб остается малой.

В сравнении с традиционными трубами малая доля использования стеклопластиковых труб обусловлена не только комплексом технических и организационных причин, но и отсутствием нормативной базы в области применения данных труб в процессах хранения, добычи и транспортировки нефти и газа, а также незначительным опытом эксплуатации существующих трубопроводов.

					Характеристика объекта исследования	Лист
						34
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Глава III. Расчетная часть

В данной главе приведен расчет и сравнение гидравлических характеристик работы нефтегазосборного трубопровода на примере участка промыслового трубопровода, принадлежащего нефтегазодобывающему управлению «Лениногорск» ПАО «Татнефть», который выполнен из стеклопластиковых или стальных труб.

3.1 Расчет параметров транспортируемой среды

Расчет параметров транспортируемой среды был проведен в соответствии с методикой, изложенной в учебном пособии Сваровской Н.А. «Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции»[31].

В таблице 6 представлены физико-химические свойства транспортируемой среды, а также принятые в расчетных моделях технологические параметры работы нефтегазосборного трубопровода.

Таблица 6 – Исходные данные для гидравлического расчета

№	Наименование	Единица измерения	Значение
1.	Расход жидкости	м ³ /сут	1200
2.	Плотность нефти (при н.у.)	кг/м ³	819
3.	Плотность воды (при н.у.)	кг/м ³	1018
4.	Динамическая вязкость	м ² /с	0,2 · 10 ⁻⁴
5.	Обводненность	%	84
6.	Газовый фактор	м ³ /т	70
7.	Температура нефти	°С	19
8.	Начальное давление	МПа	2,5

					Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гайнулина К.Р.		01.06.19	Расчетная часть	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.		01.06.19		ДР	35	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

Выполним перевод плотности нефти, газа и воды на рабочие условия ($T = 19^{\circ}C$; $P = 2,5 \text{ МПа}$).

Перерасчет плотности нефти и воды производится по формуле:

$$\rho(P, T) = \rho_0 \left[1 + \beta \cdot (20 - T) + \frac{(P - P_0)}{K} \right] \quad (1)$$

где ρ_0 - плотность при нормальных условиях ($T = 0^{\circ}C$; $P = 0,101325 \text{ МПа}$), кг/м^3 ;

β - коэффициент объемного расширения (для нефти $\beta_n = 0,000782$, для воды $\beta_v = 0,000435$);

P_0 - атмосферное давление, Па;

K - модуль упругости (для нефти $K_n = 1500 \text{ МПа}$, для воды $K_v = 2060 \text{ МПа}$), МПа.

Плотность нефти:

$$\rho_n(P, T) = 819 \left[1 + 0,000782 \cdot (20 - 19) + \frac{(2,5 - 0,101325)}{1500} \right] = 820,95 \text{ кг/м}^3$$

Плотность воды:

$$\rho_v(P, T) = 1200 \left[1 + 0,000435 \cdot (20 - 19) + \frac{(2,2 - 0,101325)}{2060} \right] = 1201,75 \text{ кг/м}^3$$

Согласно закону Менделеева-Клайперона рассчитаем плотность газа:

$$P = \rho R T; \quad (2)$$

$$\rho(P, T) = \frac{P}{R T}; \quad (3)$$

где R - универсальная газовая постоянная ($R = 8,31 \frac{\text{Дж}}{(\text{Моль} \cdot \text{К})}$).

$$\rho_{\text{газ}}(P, T) = \frac{2,5 \cdot 10^6}{8,31 \cdot (19 + 273)} = 1,03 \text{ кг/м}^3$$

Определим расход нефти и воды в нефтегазосборном трубопроводе:

$$Q_{\text{ж}} = Q_v + Q_n; \quad (4)$$

где $Q_{\text{ж}}$ - расход жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$;

					Расчетная часть	Лист
						36
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$Q_{\text{в}}$ – расход воды, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$Q_{\text{ж}}$ – расход нефти, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Обводненность продукции равна 84%, таким образом, расход воды:

$$Q_{\text{в}} = 0,84 \cdot Q_{\text{ж}} = 0,84 \cdot 1200 = 1008 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Далее найдем расход нефти:

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{ж}} - Q_{\text{в}} = 1200 - 1008 = 192 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Определим массовые расходы нефти и воды по формуле:

$$G = \rho \cdot Q; \quad (5)$$

где G – массовый расход жидкости, $\text{кг}/\text{сут}$;

ρ - плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Массовый расход для воды:

$$G_{\text{в}} = \rho_{\text{в}} \cdot Q_{\text{в}} = 1018 \cdot 1008 = 1026144 \text{ кг} / \text{сут} \quad (6)$$

Массовый расход для нефти:

$$G_{\text{н}} = \rho_{\text{н}} \cdot Q_{\text{н}} = 819 \cdot 192 = 157248 \text{ кг} / \text{сут} \quad (7)$$

Вычислим объемный и массовый расход газа:

$$Q_{\text{г}} = \Gamma \cdot G_{\text{н}} = \frac{70}{1000} \cdot 157248 = 11007,36 \text{ м}^3 / \text{сут} \quad (8)$$

$$G_{\text{г}} = \rho_{\text{г}} \cdot Q_{\text{г}} = 1,03 \cdot 11007,36 = 11337,58 \quad (9)$$

где Γ – газовый фактор ($\Gamma = 70 \text{ м}^3/\text{т}$);

$\rho_{\text{г}}$ - плотность газа, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Найдем суммарные объемный и массовый расходы в час:

$$\sum Q = Q_{\text{ж}} + Q_{\text{г}} = \frac{1200 + 11007,36}{24} = 508,64 \text{ м}^3 / \text{час} \quad (10)$$

$$\sum G = G_{\text{н}} + G_{\text{в}} + G_{\text{г}} = \frac{157248 + 1026144 + 11337,58}{24} = 49780,4 \text{ кг} / \text{час} \quad (11)$$

Определим среднюю плотность перекачиваемой среды, для этого, разделим суммарный массовый расход на объемный:

					Расчетная часть	Лист
						37
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\rho_{см} = \frac{\sum G}{\sum Q} = \frac{49780,4}{508,64} = 97,87_{кг} / м^3 \quad (12)$$

Найдем кинематическую вязкость газожидкостной смеси:

$$\nu_{см} = \frac{1}{\left(\frac{\beta}{\nu_{г}}\right) + \left(\frac{1-\beta}{\nu_{ж}}\right)} \quad (13)$$

где β - объемное газосодержание;

$\nu_{г}, \nu_{ж}$ - соответственно кинематические вязкости газа и жидкости, м²/с.

Рассчитаем объемное газосодержание:

$$\beta = \frac{Q_{г}}{\sum Q} = \frac{11007,36}{12207,36} = 0,902 \quad (14)$$

Тогда кинематическая вязкость:

$$\nu_{см} = \frac{1}{\left(\frac{0,902}{1,123 \cdot 10^{-6}}\right) + \left(\frac{1-0,902}{22,4 \cdot 10^{-6}}\right)} = 1,238 \cdot 10^{-6} м^2 / с$$

Для определения конечной температуры рассчитаем массовые доли нефти, воды и газа в смеси. Массовая доля нефти:

$$X_H = \frac{G_H}{\sum G} = \frac{157248}{1194729,58} = 0,1316 \quad (15)$$

Массовая доля воды:

$$X_{в} = \frac{G_{в}}{\sum G} = \frac{1026144}{1194729,58} = 0,8589 \quad (16)$$

Массовая доля газа:

$$X_{г} = \frac{G_{г}}{\sum G} = \frac{11337,58}{1194729,58} = 0,0095 \quad (17)$$

Рассчитаем удельное значение теплоемкости смеси:

$$c_{см} = c_H \cdot X_H + c_{в} \cdot X_{в} + c_{г} \cdot X_{г}; \quad (18)$$

где C_H – удельная теплоемкость нефти ($C_H = 880 \frac{Дж}{(кг \cdot K)}$);

$C_{в}$ – удельная теплоемкость воды (с учетом солености

					Расчетная часть	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$C_6 = 3793,68 \frac{\text{Дж}}{(\text{кг} \cdot \text{K})};$$

$C_{\text{г}}$ – удельная теплоемкость газа ($C_{\text{г}} = 2,252 \frac{\text{Дж}}{(\text{кг} \cdot \text{K})}$).

$$c_{\text{см}} = 880 \cdot 0,1316 + 3793,68 \cdot 0,8589 + 2,252 \cdot 0,0095 = 3374,22 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{K}}$$

3.2 Расчеты для стального трубопровода

Для проведения сравнения гидравлических характеристик работы промышленного трубопровода выполним гидравлический расчет для стального участка трубопровода с диаметром 219х8 мм.

Гидравлический расчет был проведен в соответствии с методиками, изложенными в РД – 39-30-139-79[32]. Исходные данные для проведения гидравлического расчета стального трубопровода приведены в таблице 7.

3.2.1 Гидравлический расчет стального трубопровода

Таблица 7 – Исходные данные для гидравлического расчета стального трубопровода

№	Наименование	Значение	Единица измерения
1.	Протяженность трассы	930	м
2.	Наружный диаметр	219	мм
3.	Абсолютная шероховатость	0,06	мм
4.	Толщина стенки	8	мм
5.	Коэффициент теплопередачи	2,07	$\frac{\text{Вт}}{(\text{м} \cdot ^\circ\text{K})}$
6.	Суммарный объемный расход	508,64	м ³ /час
7.	Суммарный массовый расход	49780,4	кг/час
8.	Плотность перекачиваемой смеси	97,87	кг/м ³
9.	Кинематическая вязкость смеси	$1,238 \cdot 10^{-6}$	м ² /с
10.	Удельная теплоемкость смеси	3374,22	$\frac{\text{Дж}}{(\text{кг} \cdot \text{K})}$

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		39

Данный расчет производится с целью определения потерь напора и давления при перемещении жидкости по трубопроводу, следовательно, для их определения необходимо рассчитать число Рейнольдса и коэффициент гидравлического сопротивления. Для этого рассчитаем скорость потока:

$$\omega = \frac{4 \cdot \sum Q}{\pi \cdot d^2} \quad (19)$$

где $\sum Q$ – суммарный объемный расход, м³/с;

d – внутренний диаметр трубопровода, мм.

$$\omega = \frac{4 \cdot 508,64 \cdot 10^6}{3600 \cdot 3,14 \cdot 203^2} = 4,37 \text{ м / с}$$

Определим число Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{\omega \cdot d}{\nu_{см}} = \frac{4,37 \cdot 0,203}{1,238 \cdot 10^{-6}} = 716567 \quad (20)$$

В данном случае $Re > 2320$, следовательно, в трубопроводе наблюдается *турбулентный режим* течения. Определим зону сопротивления:

$$Re_I = 10 \frac{d}{\Delta} = 33833$$

где Δ - абсолютная шероховатость внутренней поверхности трубы.

Далее, $Re_{II} = 500 \cdot \frac{d}{\Delta} = 1691667$, $Re_I < Re < Re_{II}$, следовательно, имеет место

зона смешанного трения, в этой зоне λ определяется из формулы Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \left(\frac{68}{716567} + \frac{0,06}{203} \right)^{0,25} = 0,016 \quad (21)$$

Вычислим потери напора на трение по формуле:

$$\Delta h = \frac{\lambda \cdot L \cdot \omega^2}{2 \cdot g \cdot d} \quad (22)$$

где L – длина трубопровода, м;

					Расчетная часть	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

ω - скорость потока, м/с;

g – ускорение свободного падения, м²/с.

$$\Delta h = \frac{0,023 \cdot 930 \cdot 4,37^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,203} = 102,56 \text{ м}$$

Потери давления по длине трубопровода определим по формуле:

$$\Delta P = \frac{\lambda \cdot L \cdot \rho \cdot \omega^2}{2 \cdot d}, \quad (23)$$

где ρ - плотность перекачиваемой среды, кг/м³.

$$\Delta P = \frac{0,023 \cdot 930 \cdot 97,87 \cdot 4,37^2}{2 \cdot 0,203} = 0,099 \text{ МПа}$$

3.2.2 Расчет гидравлического удара в стальном трубопроводе

Вследствие внезапного изменения скорости движения жидкости в трубопроводе возникает мгновенное повышение давления иначе *гидравлический удар*, который вызывает повышение напряжений в материале труб. Данный расчет проводился в соответствии с методикой, изложенной в РТМ 38.001-94[33].

Таблица 8 – Исходные данные для расчета гидроудара

№	Наименование	Значение	Единица измерения
1.	Модуль объемной упругости жидкости	1300	МПа ⁻¹
2.	Плотность нефти	820,95	кг/м ³
3.	Толщина стенки трубопровода	8	мм
4.	Модуль упругости стали	20900	МПа
5.	Внешний диаметр трубопровода	219	мм
6.	Внутренний диаметр трубопровода	203	мм
7.	Скорость жидкости	4,37	м/с

					Расчетная часть	Лист
						41
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Скорость распространения ударной волны оценивается по формуле Н.Е.Жуковского:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho}{K} + \frac{\rho \cdot d}{E_c + \delta}}} \quad (24)$$

где ρ - плотность жидкости, кг/м³;

K – объемная упругость жидкости, Па;

E_c – модуль упругости материала трубопровода (сталь), Па;

d – внутренний диаметр трубопровода, м;

δ - толщина стенки трубы, м.

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{820,95}{1300 \cdot 10^6} + \frac{820,95 \cdot 0,203}{20900 \cdot 10^6 + 8 \cdot 10^{-3}}}} = 1251 \text{ м/с}$$

Найдем повышение давления при гидравлическом ударе в стальном трубопроводе:

$$P_s = \rho \cdot c \cdot \omega \quad (25)$$

где ω - скорость жидкости, м/с.

$$P_s = 820,95 \cdot 1251 \cdot 4,37 = 4,49 \text{ МПа}$$

3.2.3 Тепловой расчет стального трубопровода с изоляцией

Проведем тепловой расчет трубопровода с *теплоизоляцией* из пенополиуретана производства ПАО «Santermo». Целью теплового расчета является определение распределения температуры по длине трубопровода, а также оценка тепловых потерь.

Тепловой расчет был проведен в соответствии с методиками, изложенными в РД – 39-30-139-79. Данные для теплового расчета стального трубопровода представлены в таблице 9

					Расчетная часть	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 9 – Характеристики стального трубопровода

№	Наименование	Значение	Единица измерения
1.	Наружный диаметр стальной трубы	219	мм
2.	Внутренний диаметр стальной трубы	203	мм
3.	Внутренний диаметр изоляции	224	мм
4.	Наружный диаметр изоляции	315	мм
5.	Коэффициент гидравлического сопротивления	0,016	
6.	Число Рейнольдса	716567	
7.	Потери напора на трение	102,56	м
8.	Динамическая вязкость	0,0121	Па·с
9.	Коэффициент теплопроводности нефти	0,13	$\frac{Вт}{(м^2 \cdot К)}$
10.	Удельная теплоемкость смеси	3374,22	$\frac{Дж}{(кг \cdot К)}$
11.	Коэффициент теплопроводности стали	47	$\frac{Вт}{(м^2 \cdot К)}$
12.	Коэффициент теплопроводности изоляции	0,031	$\frac{Вт}{(м^2 \cdot К)}$
13.	Коэффициент теплопроводности грунта	1,6	$\frac{Вт}{(м^2 \cdot К)}$
14.	Коэффициент теплоотдачи от поверхности земли в воздух	11,63	$\frac{Вт}{(м^2 \cdot К)}$
15.	Начальная температура нефти	19	$^{\circ}C$
16.	Температура грунта	-1	$^{\circ}C$
17.	Протяженность трассы	930	м
18.	Массовый расход	13,83	кг/с

Для стального трубопровода с термоизоляцией температура нефти в конце участка, рассчитывается по формуле:

$$T_K = (T_n - T_0 - u) \cdot e^{-\frac{L}{L_0}} - T_0 + u \quad (26)$$

					Расчетная часть	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

где T_0 – температура грунта на глубине залегания трубопровода, $^{\circ}\text{C}$;

T_H – начальная температура нефти, $^{\circ}\text{C}$;

u – поправка, учитывающая выделение тепла при трении перекачиваемой среды о стенки трубопровода, которая рассчитывается по формуле:

$$u = \frac{g \cdot G \cdot \Delta h}{K \cdot L} \quad (27)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с^2 ;

G – массовый расход, кг/с ;

Δh – потери напора на трение, м ;

K – коэффициент теплопередачи от флюида в среду, $\frac{\text{Вт}}{(\text{м} \cdot \text{K})}$;

L – длина участка трубопровода.

Коэффициент теплопередачи от флюида в среду определяется по формуле:

$$K = \frac{\pi}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d} + \frac{R}{2} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D'}} \quad (28)$$

где α_1 – коэффициент теплоотдачи от перекачиваемой среды ко внутренней стенке трубы, $\frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{K})}$;

α_2 – коэффициент теплоотдачи от изоляции в грунт, $\frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{K})}$;

R – термическое сопротивление стенки трубы, $\frac{\text{м}^2}{(\text{Вт} \cdot \text{K})}$

D' – наружный диаметр изоляции.

Произведем расчет коэффициентов теплоотдачи α_1 и α_2 :

$$\alpha_1 = \frac{\lambda_n \cdot Nu}{d} \quad (29)$$

где λ_n – коэффициент теплопроводности нефти, $\frac{\text{Вт}}{(\text{м} \cdot \text{K})}$;

					Расчетная часть	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Nu – число Нуссельта, который для турбулентного режима течения рассчитывается по формуле:

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \quad (30)$$

где Re – число Рейнольдса;

Pr – число Прандтля.

$$Pr = \frac{C_p \cdot \mu}{\lambda_n} \quad (31)$$

где C_p – удельная теплоемкость перекачиваемой среды, $\frac{Дж}{(кг \cdot K)}$;

μ – динамическая вязкость, $Па \cdot с$.

$$Pr = \frac{3374,22 \cdot 0,0121}{0,13} = 314,06;$$

$$Nu = 0,021 \cdot 716567^{0,8} \cdot 314,06^{0,43} = 12027$$

Следовательно, коэффициент теплоотдачи от перекачиваемой среды ко внутренней стенке будет равен:

$$\alpha_1 = \frac{0,13 \cdot 12027}{0,203} = 7702,02 \frac{Вт}{м^2 \cdot K}$$

Коэффициент теплоотдачи от изоляции в грунт рассчитывается по формуле:

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{cp}}{D \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{np}}{D} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot h_{np}}{D}\right)^2 - 1}\right)} \quad (32)$$

где λ_{cp} – коэффициент теплопроводности грунта, $\frac{Вт}{(м^2 \cdot K)}$;

D – наружный диаметр стальной трубы;

h_{np} – приведенная глубина заложения, м.

$$h_{np} = h + \frac{\lambda_{cp}}{\alpha_\beta} \quad (33)$$

h – глубина заложения оси трубопровода, м;

					Расчетная часть	Лист
						45
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

α_β - теплоотдача от поверхности земли в воздух, $\frac{Bm}{(m^2 \cdot K)}$

$$h_{np} = 0,85 + \frac{1,6}{11,63} = 0,99_m$$

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot 1,6}{0,219 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 0,99}{0,219} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot 0,99}{0,219}\right)^2 - 1}\right)} = 5,05 \frac{Bm}{m^2 \cdot K}$$

Определим термическое сопротивление стенки трубопровода:

$$R = \frac{1}{\lambda_{cm}} \cdot \ln \frac{D}{d} + \frac{1}{\lambda_{из}} \cdot \ln \frac{D'}{D} \quad (34)$$

где λ_{cm} – коэффициент теплопроводности стали, $\frac{Bm}{(m^2 \cdot K)}$;

$\lambda_{из}$ – коэффициент теплопроводности изоляции, $\frac{Bm}{(m^2 \cdot K)}$.

$$R = \frac{1}{47} \cdot \ln \frac{0,219}{0,203} + \frac{1}{0,031} \cdot \ln \frac{0,315}{0,219} = 11,73 \frac{m^2}{Bm \cdot K}$$

Рассчитаем коэффициент теплопередачи от флюида в среду:

$$K = \frac{3,14}{\frac{1}{7702,02 \cdot 0,203} + \frac{11,73}{2} + \frac{1}{5,05 \cdot 0,315}} = 0,48 \frac{Bm}{m \cdot K}$$

Найдем поправку на выделения тепла при трении перекачиваемой среды о стенку трубопровода:

$$u = \frac{9,81 \cdot 13,84 \cdot 102,56}{0,48 \cdot 930} = 31$$

Определим Число Шухова по формуле:

$$Шу = \frac{K \cdot L}{G \cdot C_p} = \frac{0,48 \cdot 930}{13,84 \cdot 3374,22} = 0,0096 \quad (35)$$

Рассчитаем температуру нефти в конце участка:

$$T_\kappa = (19 + 1 - 31) \cdot e^{-0,0096} + 1 + 31 = 18,1^0 C$$

Следовательно, уменьшение температуры перекачиваемой среды составит:

$$\Delta T = T_n - T_\kappa = 19^0 - 18,1^0 = 0,9^0 C$$

					Расчетная часть	Лист
						46
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3.2.4 Тепловой расчет стального трубопровода без изоляции

Проведем тепловой расчет стального трубопровода *без изоляции*. Данный расчет был проведен в соответствии с методиками, изложенными в РД – 39-30-139-79.

Параметры, необходимые для теплового расчета стального трубопровода без изоляции представлены в таблице 9.

Рассчитаем коэффициент теплопередачи от флюида в среду:

$$K = \frac{\pi}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d} + \frac{R}{2} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D}} \quad (36)$$

где α_1 - коэффициент теплоотдачи от перекачиваемой среды к внутренней стенке трубы, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$;

α_2 - коэффициент теплоотдачи от изоляции в грунт, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$;

R – термическое сопротивление стенки трубы, $\text{м}^2/(\text{Вт} \cdot \text{К})$;

d – внутренний диаметр трубы;

D – наружный диаметр трубы.

Определим термическое сопротивление стенки трубопровода:

$$R = \frac{1}{\lambda_{cm}} \cdot \ln \frac{D}{d} \quad (37)$$

где λ_{cm} – коэффициент теплопроводности стали, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$

$$R = \frac{1}{47} \cdot \ln \frac{0,219}{0,203} = 1,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 / \text{Вт} \cdot \text{К}$$

Коэффициенты α_1 и α_2 были рассчитаны в пункте 3.2.3. Подставим полученные данные в формулу (36) и вычислим коэффициент теплопередачи от флюида в среду:

$$K = \frac{3,14}{\frac{1}{7702,2 \cdot 0,203} + \frac{1,6 \cdot 10^{-3}}{2} + \frac{1}{5,05 \cdot 0,219}} = 3,47 \text{ Вт} / \text{м} \cdot \text{К}$$

					Расчетная часть	Лист
						47
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Рассчитаем по формуле (27) поправку на выделение тепла при трении перекачиваемой среды о стенку трубопровода:

$$u = \frac{9,81 \cdot 13,84 \cdot 102,56}{3,47 \cdot 930} = 5$$

Используя формулу (35) определим Число Шухова:

$$Шу = \frac{3,47 \cdot 930}{13,84 \cdot 3374,22} = 0,0691$$

Температуру нефти в конце участка для стальной трубы без изоляции определим по формуле (26):

$$T_{\kappa} = (19 + 1 - 5) \cdot e^{-0,0691} + 1 + 5 = 16,7^{\circ}C$$

Следовательно, уменьшение температуры перекачиваемой среды составит:

$$\Delta T = T_{\text{н}} - T_{\kappa} = 19^{\circ} - 16,7^{\circ} = 2,3^{\circ}C$$

3.3 Расчеты для стеклопластикового трубопровода

Для сравнения гидравлических характеристик работы промышленного трубопровода выполним гидравлический расчет для стеклопластиковой трубы с диаметром 223,3x10,3 мм производства ООО «Татнефть - Пресскомпозит».

Исходные данные для проведения гидравлического расчета стеклопластикового трубопровода приведены в таблице 10.

3.3.1 Гидравлический расчет стеклопластикового трубопровода

Таблица 10 – Характеристики стеклопластикового трубопровода

№	Наименование	Значение	Единица измерения
1.	Протяженность трассы	930	м
2.	Наружный диаметр	223,3	мм
3.	Абсолютная шероховатость	0,0073	мм
4.	Толщина стенки	10,3	мм
5.	Суммарный объемный расход	508,64	м ³ /час
6.	Кинематическая вязкость смеси	1,238 · 10 ⁻⁶	м ² /с

					Расчетная часть	Лист
						48
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Используя формулу (19) определим скорость потока:

$$\omega = \frac{4 \cdot 508,64 \cdot 10^6}{3600 \cdot 3,14 \cdot 223,3^2} = 3,61 \text{ м / с}$$

При помощи формулы (20) проведем расчет числа Рейнольдса:

$$Re = \frac{3,61 \cdot 0,2233}{1,238 \cdot 10^{-6}} = 651141$$

Так как $Re > 2320$, следовательно, в трубопроводе наблюдается *турбулентный режим* течения. Определим зону сопротивления:

$$Re_I = 10 \frac{d}{\Delta} = 305890$$

где Δ - абсолютная шероховатость внутренней поверхности трубы.

Далее, $Re_{II} = 500 \cdot \frac{d}{\Delta} = 15294521, Re_I < Re < Re_{II}$, следовательно, имеет место

зона смешанного трения, в которой λ определяется из формулы Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{651141} + \frac{0,0073}{223,3} \right)^{0,25} = 0,012$$

По формуле (22) рассчитаем потери напора на трение:

$$\Delta h = \frac{0,012 \cdot 930 \cdot 3,61^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,2233} = 33,19 \text{ м}$$

Рассчитаем потери давления по длине трубопровода:

$$\Delta P = \frac{\lambda \cdot L \cdot \rho \cdot \omega^2}{2 \cdot d}$$

где ρ - плотность перекачиваемой среды, кг/м³.

$$\Delta P = \frac{0,012 \cdot 930 \cdot 97,87 \cdot 3,61^2}{2 \cdot 0,2233} = 0,032 \text{ МПа}$$

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

3.3.2 Расчет гидравлического удара в стеклопластиковом трубопроводе

Благодаря более низкому модулю упругости стенки стеклопластиковой трубы и относительно высокой степени удлинения гидравлический удар в стеклопластиковых трубопроводах 2 – 3 раза слабее по сравнению со стальными, чугунными или железобетонными трубопроводами.

Таблица 11 – Исходные данные для расчета гидроудара

№	Наименование	Значение	Единица измерения
1.	Модуль объемной упругости жидкости	1300	МПа ⁻¹
2.	Плотность нефти	820,95	кг/м ³
3.	Толщина стенки трубопровода	10,3	мм
4.	Модуль упругости материала трубопровода	13100	МПа
5.	Внешний диаметр трубопровода	223,3	мм
6.	Внутренний диаметр трубопровода	202,7	мм
7.	Скорость жидкости	3,61	м/с

Скорость распространения ударной волны для стеклопластиковых труб рассчитывается согласно формуле :

$$c = \frac{C_{зв}}{\sqrt{1 + \frac{d \cdot E_{ж}}{E_H \cdot \delta}}} \quad (36)$$

где $C_{зв}$ – скорость звука в воде, м/с (≈ 1420 м/с);

ρ - плотность жидкости, кг/м³;

K – объемная упругость жидкости, Па;

$E_{ж}$ – модуль объемной упругости жидкости, Па;

E_H – модуль упругости материала трубопровода, Па;

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

δ – толщина стенки трубы, м;

d – внутренний диаметр трубопровода, м.

$$c = \frac{1420}{\sqrt{1 + \frac{202,7 \cdot 1300 \cdot 10^6}{13100 \cdot 10^6 \cdot 10,3 \cdot 10^{-3}}}} = 827 \text{ м/с}$$

По формуле (25) найдем максимальное давление при гидравлическом ударе в стальном трубопроводе:

$$P_s = 820,95 \cdot 827 \cdot 3,61 = 2,45 \text{ МПа}$$

3.3.3. Тепловой расчет стеклопластикового трубопровода

Параметры, необходимые для теплового расчета стеклопластикового трубопровода представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики стеклопластикового трубопровода

№	Наименование	Значение	Единица измерения
1.	Наружный диаметр стеклопластиковой трубы	223,3	мм
2.	Внутренний диаметр стеклопластиковой трубы	202,7	мм
3.	Коэффициент гидравлического сопротивления	0,012	
4.	Число Рейнольдса	651141	
5.	Потери напора на трение	33,19	м
6.	Динамическая вязкость	0,0121	Па · с
7.	Коэффициент теплопроводности нефти	0,13	$\frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}$
8.	Удельная теплоемкость смеси	3374,22	$\frac{\text{Дж}}{(\text{кг} \cdot \text{К})}$
9.	Коэффициент теплопроводности грунта	1,6	$\frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}$

					Расчетная часть	Лист
						51
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Продолжение таблицы 12

10.	Коэффициент теплоотдачи от поверхности земли в воздух	11,63	$Bm / (m^2 \cdot K)$
11.	Начальная температура нефти	19	$^{\circ}C$
12.	Температура грунта	-1	$^{\circ}C$
13.	Протяженность трассы	930	м
14.	Массовый расход	13,83	кг/с
15.	Коэффициент теплопроводности стеклопластика	0,33	$Bm / (m^2 \cdot K)$

Используя формулу (37) рассчитаем термическое сопротивление стенки трубопровода:

$$R = \frac{1}{\lambda_{стекл}} \cdot \ln \frac{D}{d}$$

где $\lambda_{стекл}$ – коэффициент теплопроводности стеклопластика, $Bm / (m^2 \cdot K)$

$$R = \frac{1}{0,33} \cdot \ln \frac{0,2233}{0,2027} = 3,34 \frac{m^2}{Bm \cdot K}$$

Рассчитаем коэффициенты α_1 и α_2 . Для расчета коэффициента теплоотдачи α_1 используем формулу (29).

Число Прандтля было рассчитано в пункте 3.2.3. Рассчитаем число Нуссельта, который для турбулентного режима течения рассчитывается по формуле (30):

$$Nu = 0,021 \cdot 651141^{0,8} \cdot 314,06^{0,43} = 11140$$

Следовательно, коэффициент теплоотдачи от перекачиваемой среды ко внутренней стенке будет равен:

$$\alpha_1 = \frac{0,13 \cdot 11140}{0,2027} = 7144,55 \frac{Bm}{m^2 \cdot K}$$

Для расчета коэффициента теплоотдачи от внешней стенки трубы в

					Расчетная часть	Лист
						52
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

грунт α_2 используем формулу (32):

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot 1,6}{0,2233 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 0,99}{0,2233} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot 0,99}{0,2233}\right)^2 - 1}\right)} = 4,99 \text{ Bm} / \text{м}^2 \cdot \text{K}$$

Подставим полученные данные в формулу (36) и вычислим коэффициент теплопередачи от флюида в среду:

$$K = \frac{3,14}{\frac{1}{7144,55 \cdot 0,2027} + \frac{3,34}{2} + \frac{1}{4,99 \cdot 0,2233}} = 1,22 \text{ Bm} / \text{м} \cdot \text{K}$$

Рассчитаем по формуле (27) поправку на выделение тепла при трении перекачиваемой среды о стенку трубопровода:

$$u = \frac{9,81 \cdot 13,84 \cdot 33,19}{1,22 \cdot 930} = 4$$

Используя формулу (35) определим Число Шухова:

$$Шу = \frac{K \cdot L}{G \cdot C_p} = \frac{1,22 \cdot 930}{13,84 \cdot 3374,22} = 0,0242$$

Температуру нефти в конце участка для стальной трубы без изоляции определим по формуле (26):

$$T_{\kappa} = (19 + 1 - 4) \cdot e^{-0,0242} + 1 + 4 = 18,6^{\circ} \text{C}$$

Следовательно, уменьшение температуры перекачиваемой среды составит:

$$\Delta T = T_{\text{н}} - T_{\kappa} = 19^{\circ} - 18,6^{\circ} = 0,4^{\circ} \text{C}$$

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

Заключение по расчетной части

Таблица 13 – Результаты гидравлического и теплового расчета

Материал		Уменьшение температуры среды, ΔT , °C	Падение давления по длине трубопровода, ΔP , МПа	Повышение давления при гидроударе, P_s , МПа
Стальной трубопровод	с изоляцией	0,9	0,099	4,49
	без изоляции	2,3		
Стеклопластиковый трубопровод		0,4	0,032	2,45

В соответствии с проведенными расчетами и полученными результатами, приведенными в таблице 13 можно сделать следующие выводы:

- Тепловой расчет показал, что использование стеклопластиковых труб и стальных труб с изоляцией в низкотемпературных условиях эксплуатации является эффективным решением для уменьшения теплопотерь. Однако использование стальных трубопроводов с теплоизоляцией является более ресурсозатратным, чем использование стеклопластиковых трубопроводов;

- Низкая шероховатость внутренней поверхности трубы предотвращает солеотложение и парафинообразование, что в свою очередь обеспечивает снижение потерь напора на трение;

- В соответствии с результатами расчета на гидравлический удар, можно сделать вывод о том, что вследствие мгновенного полного прекращения движения жидкости увеличение давления при гидравлическом ударе в стеклопластиковом трубопроводе почти в два раза меньше – 2,45 МПа, чем в стальном – 4,49 МПа.

Приняв во внимание все вышеуказанные факторы, можно сделать вывод о том, что использование стеклопластиковых труб позволяет улучшить эксплуатационные характеристики промышленного трубопровода.

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		54

Глава IV. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Одной из главных проблем трубопроводных транспортных систем страны является их подверженность коррозионным разрушениям вследствие контакта материала труб с агрессивными средами. В связи с этим остро стоит проблема поиска альтернативных путей модернизации нефтегазопроводных систем страны, особенно при транспортировке агрессивных сред. Очевидным перспективным и современным направлением является внедрение труб из высокопрочных и коррозионностойких композиционно - волокнистых материалов, в частности стеклопластика.

Необходимо выполнить замену стального трубопровода вследствие износа на новый стеклопластиковый, это позволит значительно сократить риск утечек и уменьшить дальнейшие затраты на защиту трубопровода от коррозии.

Целью экономического анализа является сравнение расчетов стоимости замены действующего стального трубопровода на стеклопластиковый, либо новой стальной, а также расчет продолжительности выполняемых работ.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Основными целевыми потребителями стеклопластиковых труб являются нефтяная, угольная и газовая отрасли, где необходимы трубы,

					Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гайнулина К.Р.		01.06.19	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.		01.06.19		ДР	55	92
Консульт.		Трубникова Н.В.		07.05.19		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

устойчивые к коррозии и агрессивным средам. Сегментирование рынка можно провести по следующим критериям: область применения и по видам труб (табл. 14)

Таблица 14 – Карта сегментирования рынка

Виды труб	Область применения			
		Водопроводы	Канализационные сети	Нефтепроводы и газопроводы
	Однослойные СПТ			
	Двухслойные СПТ			
	Многослойные СПТ			



- спрос отсутствует



- спрос есть

Анализ сегментирования рынка показал, что в нефтегазовой отрасли для транспортировки нефтегазовых эмульсий наиболее часто применяются многослойные стеклопластиковые трубы, т.к. они считаются наиболее герметичными, механически прочными и долговечными.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, должен проводиться систематически, т.к. рынок всегда находится в постоянном движении. Данный анализ позволяет вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета,

прототипа и т.п.);

- бюджет разработки; уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и

т.д.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (37)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Производительность	0,10	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Масса – габариты	0,09	5	2	5	0,45	0,18	0,45
Энергоэкономичность	0,07	5	2	4	0,35	0,14	0,28
Простота эксплуатации	0,08	5	2	5	0,4	0,16	0,4
Безопасность	0,1	4	2	4	0,4	0,2	0,4
Надежность	0,09	4	2	4	0,36	0,18	0,36
Время строительства	0,05	5	2	5	0,25	0,1	0,25

Продолжение таблицы 15

Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность	0,08	5	2	4	0,4	0,16	0,32
Цена	0,11	3	5	4	0,33	0,55	0,44
Послепродажное обслуживание	0,06	5	2	3	0,3	0,12	0,18
Перспективность использования	0,09	5	2	3	0,45	0,18	0,27
Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	2	4	0,4	0,16	0,32
Итого:	1	56	29	49	4,59	2,53	4,07

*Б_ф – стеклопластиковая труба

Б_{к1} – стальная труба

Б_{к2} – полипропиленовая труба

Приведенная таблица наглядно показывает, что в высококоррозионной среде наиболее эффективным считается применение стеклопластиковых труб. Слабые стороны конкурентов обусловлены малым сроком эксплуатации, низкой безопасностью и надежностью, а также сложностью строительства.

4.2 SWOT – анализ

SWOT — это аббревиатура, которая расшифровывается следующими словами: *strengths* (сильные стороны), *weaknesses* (слабые места), *opportunities* (возможности), *threats* (угрозы). Сопоставив все факторы, влияющие на работу компании или выпуск продукта, относящиеся к этим категориям, можно попытаться устранить негатив и усилить сильные стороны перед запуском.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		58

Анализ сильных и слабых сторон организации, возможностей и угроз, исходящих из окружающей среды, проводится с помощью вспомогательных таблиц (матриц). Каждый фактор помечается определенным знаком: «+» - сильное соответствие сильных сторон возможностям, «-» - слабое соответствие, «0» - сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивная матрица представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		S1	S2	S3	S4	S5
	O1	-	+	+	+	0
	O2	-	-	+	-	-
	O3	-	-	-	+	+
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		W1		W2		
	O1	+		-		
	O2	0		-		
	O3	-		-		
Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		S1	S2	S3	S4	S5
	T1	0	-	-	-	-
	T2	+	-	-	-	-
	T3	-	-	0	0	+
	T4	-	+	+	+	+
Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		W1		W2		
	T1	+		0		
	T2	+		-		
	T3	-		0		
	T4	0		-		

Результаты итоговой матрицы SWOT–анализа приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Матрица SWOT анализа

	Сильные стороны (Strength):	Слабые стороны (Weakness):
	S1. Отработана система поставщиков сырья, материалов и комплектующих; S2. Инновационная технология производства; S3. Замена изношенных труб; S4. Увеличение надежности работы; S5. Экологичность проекта	W1. Относительно высокая цена; W2. Отсутствие нормативно – технической документации
Возможности (Opportunity):	1. Развитие проекта для возможности исследования новых технических решений; 2. Малая износостойкость продукции приводит к ее длительной эксплуатации;	1. Поиск решений для уменьшения себестоимости продукции, что приведет к увеличению спроса; 2. Развитие нормативно – технической базы
O1. Технический прогресс дает возможность развития продукта; O2. Повышение спроса на продукт; O3. Снижение риска утечек		
Угрозы (Threat):	1. Отслеживание новых научных разработок на рынке; 2. Стимулирование повышения интереса к проекту	1. Уменьшение стоимости продукции путем отказа от импортного сырья
T1. Обострение конкуренции; T2. Изменение курса валют, что напрямую влияет на стоимость сырья продукции; T3. Низкий уровень известности качественных характеристик продукта среди целевых клиентов (текущая ориентация на традиционную трубную продукцию (стальные трубопроводы)); T4. Появление новых технологий		

4.3 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№ раб	Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
1	Выбор темы исследования	Разработка алгоритма исследования	Руководитель Студент
		Календарное планирование работ	Руководитель
		Литературный обзор	Студент
2	Составление тех. задания	Разработка и утверждение тех. задания	Руководитель
3	Теоретические исследования	Проведение теоретического анализа	Студент
		Проведение расчетов	Студент
4	Обобщение и оценка результатов	Анализ полученных результатов	Руководитель Студент
5	Составление пояснительной записки	Оформление отчета	Руководитель Студент

4.4 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в основном образуют большую часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Для определения среднего значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (38)$$

где $t_{ожі}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел. - дн.;

$t_{\min i}$ - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел. - дн.;

$t_{\max i}$ - максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		61

ой работы, чел. - дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , которая учитывает параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Расчет продолжительности работ выполняется по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i}, \quad (39)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.5 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (40)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

T_{zi} – продолжительность выполнения i -ой работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (41)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году, 365 дней;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году, 104 дня;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году, 14 дней.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						62
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Подставим числовые значения в формулу 40:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,5$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе заносятся в таблицу 19.

Таблица 19 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	$t_{\min}$, чел-дни	$t_{\max}$, дни	$t_{\text{ож}}$, чел-дни			
Разработка алгоритма исследования	2	6	3,6	Руководитель Студент	2	3
Календарное планирование работ	2	6	3,6	Руководитель	2	3
Литературный обзор	4	9	6	Студент	4	6
Разработка и утверждение тех. задания	2	4	2,8	Руководитель	2	3
Проведение теоретического анализа	7	19	11,8	Студент	12	18
Проведение расчетов	3	11	6,2	Студент	5	8
Анализ полученных результатов	4	9	6	Руководитель Студент	6	9
Оформление отчета	8	16	11,2	Руководитель Студент	9	14

На основе полученных данных таблицы 19 строится план – график за период времени дипломирования.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						63
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 20 – Календарный план – график проведения НИОКР

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кв} дни	Продолжительность работ											
				Февр			Март			Апрель			Май		
				2	3		1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Разработка алгоритма исследования	Руководитель Студент	3												
2	Календарное планирование работ	Руководитель	3												
3	Литературный обзор	Студент	6												
4	Разработка и утверждение тех. задания	Руководитель	3												
5	Проведение теоретического анализа	Студент	18												
6	Проведение расчетов	Студент	8												
7	Анализ полученных результатов	Руководитель Студент	9												
8	Оформление отчета	Руководитель Студент	14												

- Руководитель - студент

4.6 Бюджет научно – технического исследования

Бюджет научно – технического исследования формируется следующим образом:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- страховые отчисления;
- контрагентные расходы;

- накладные расходы.

4.6.1 Бюджет материальных затрат научно – технического исследования

В данной части производится расчет стоимости всех материалов, которые используются для разработки проекта. Для разработки выпускной квалификационной работы используется компьютер с соответствующим программным обеспечением.

Материальные затраты рассчитываются по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i}, \quad (42)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

$N_{\text{расх } i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Таблица 21 – Материальные затраты

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.			Затраты на материалы		
				Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	Бумага для принтера	пачка	1	250	300	600	250	300	600
2.	Картридж для принтера	шт.	1	480	500	590	480	500	590
3.	Ручка шариковая	шт.	2	15	35	40	30	70	80
4.	Карандаш простой	шт.	2	15	25	35	30	50	70

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение					Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата						65

Таким образом, материальные затраты для исполнения 1 составили 790 рублей, для исполнения 2 - 920 рублей, для исполнения 3 – 1340 рублей.

4.6.2. Расчет затрат на специальное оборудование

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Расчет затрат по данной статье заносится в таблицу 22.

Таблица 22 – Затраты на специальное оборудование

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.			Затраты на материалы		
				Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	Ноутбук	шт.	1	23500	36000	45000	23500	36000	45000

4.6.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данную часть включаются основная заработная плата научного руководителя и студента, непосредственно участвующих в написании дипломной работы. Расчет основной заработной платы приведен в таблице 23.

Таблица 23 - Полученные данные расчета заработной платы

Название работы	Трудоемкость работ	Исполнитель и	Заработная плата, приходящаяся на один чел – дн., тыс. руб. руб	Всего заработная плата по тарифу, тыс.руб.
Разработка алгоритма исследования	3,6	Руководитель Студент	1,24	4,46
Календарное планирование работ	3,6	Руководитель	1,137	4,09

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						66
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Продолжение таблицы 23

Литературный обзор	6	Студент	0,103	0,62
Разработка и утверждение тех. задания	2,8	Руководитель	1,137	3,18
Проведение теоретического анализа	11,8	Студент	0,103	1,22
Проведение расчетов	6,2	Студент	0,103	0,64
Анализ полученных результатов	6	Руководитель Студент	1,24	7,44
Оформление отчета	11,2	Руководитель Студент	1,24	13,89

Основная заработная плата вычисляется по следующей формуле:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} \quad (43)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12 – 20% от $З_{осн}$).

Основная заработная плата от предприятия вычисляется по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_p, \quad (44)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$Т_p$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.(табл. 16);

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}, \quad (45)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно –

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		67

технического персонала, раб.дн. (табл. 24).

Таблица 24 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней -выходные дни -праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени -отпуск -невыходы по болезни	48	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	175

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (46)$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент;

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент.

Таблица 25 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб	$З_{\text{дн}}$, руб	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$З_{\text{осн}}$, руб
Руководитель	23,264	0,3	0,3	1,3	48,39	2,04	21	42,84
Студент	2,52	0	0	1,3	3,28	0,14	38	5,32
Итого								48,16

4.6.4 Дополнительная заработная плата

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} , \quad (47)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Таблица 26 - Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб
Руководитель	0,13	42840	5569
Студент	0,13	5320	692
Итого:		48160	6261

4.6.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной части отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда и медицинского страхования от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) , \quad (48)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		69

фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В нашем случае в качестве дохода для студента является стипендия, с которой не производят отчисления в страховые фонды.

Таблица 27 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.
Руководитель	42840	5569
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1%	
Итого:	13119	

4.7 Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно - технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб			Примечание
1. Материальные затраты НТИ	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
	24290	36920	46340	
2. Затраты по основной заработной плате	48160	48160	48160	
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	6261	6261	6261	
4. Отчисления во внебюджетные фонды – пересчитать без студента	13119	13119	13119	

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Продолжение таблицы 28

5. Накладные расходы	14693	16714	18221	16% от суммы ст. 1 - 4
6. Бюджет затрат НТИ	106523	121174	132101	Сумма ст. 1 - 5

4.8 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (49)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Интегральный финансовый показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (50)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i – го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i – го варианта исполнения разработки;

b_i – бальная оценка i – го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		71

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приводится в таблице 29.

Таблица 29 - Сравнительная характеристика вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Способствует росту производительности труда пользователя	0,15	5	3	4
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,2	5	3	5
Безопасность	0,2	5	2	4
Энергосбережение	0,25	5	2	3
Надежность	0,2	5	3	4
Итого:	1	25	13	20

Проведем расчет показателей ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп\ 1} = 5$$

$$I_{p-исп\ 2} = 2,55$$

$$I_{p-исп\ 3} = 3,95$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}} \quad (51)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 30).

Сравнительная эффективность проекта:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		72

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}} . \quad (52)$$

Таблица 30 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,81	0,92	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	2,55	3,95
3	Интегральный показатель эффективности	6,17	2,77	3,95
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	2,22	0,71	1

Вывод: Как показывают вышеприведенные расчеты наиболее эффективно использовать трубопровод, выполненный из стеклопластика, чем применение новой стальной, или полипропиленовой трубы.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		73

Глава V. Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода

В настоящей работе рассматривается эффективность применения стеклопластиковых трубопроводов в высоко коррозионной среде. Строительство трубопровода производится на открытом воздухе в зимний и летний период с периодичностью, принятой эксплуатирующей организацией, выездом рабочих к месту расположения строительства трубопровода.

В данном разделе проводится анализ опасных и вредных факторов, возникающих при прокладке трубопровода принадлежащего нефтегазодобывающему управлению «Лениногорскнефть» ПАО «Татнефть».

При строительстве в атмосферу попадают пары нефти, газа и нефтепродуктов особенно при наличии временного амбара для откачки нефти, также происходит загрязнение слоя почвы нефтью и от попадания загрязняющих веществ с работающей техники.

При проведении работ возможны различные чрезвычайные ситуации: возгорание или взрыв паров нефти, разрушение нефтепровода, а также ошибочные действия персонала при проведении работ.

Одной из важнейших проблем, является необходимость обеспечения безопасного проведения работ персоналом, а также охрана окружающей среды от вредных факторов в ходе эксплуатации трубопровода.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с нормативной документацией, к работам по

					Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Гайнулина К.Р.		01.06.19		ДР	74	92
Руковод.		Крец В.Г.		01.06.19		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б5Б		
Консульт.		Черемискина М.С		08.05.19				
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

строительству допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста которые прошли медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе.

Запрещается проводить строительные работы без оформления необходимых разрешительных документов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

Все работники, выполняющие работы по строительству промышленного трубопровода обязаны использовать спецодежду, спецобувь и иные средства индивидуальной защиты в соответствии с нормами[40].

Организационно-технические мероприятия на проведение строительных работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах промышленного нефтепроводов должны включать мероприятия, выполняемые при подготовке объекта к проведению работ, и мероприятия, выполняемые непосредственно при проведении работ.

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст. 147 ТК РФ и ст. 117 ТК РФ, получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней, как работники, занятые на работах с вредными или опасными условиями труда[41].

					Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

5.1.2. Организационные мероприятия компоновке рабочей зоны

Для безопасного и эффективного ведения работ необходимо правильно организовать рабочее место.

При работах в темное время суток участки работ, рабочие места, проезды и подходы к ним должны быть освещены в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.046-85. Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не допускается.

Погрузочно-разгрузочные работы необходимо выполнять в соответствии со СНиП Ш-4-80*, ГОСТ 12.3.009-76, «Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов».

При сооружении трубопровода вблизи населенных пунктов и на пересечениях дорог необходимо огородить место производства работ и установить сигнализацию. Ограждение трассы трубопровода следует производить после разбивки и закрепления трассы на местности, установки указателей о наличии пересекаемых подземных коммуникаций.

Лица, не занятые на производстве работ, должны быть удалены за пределы огражденной территории на безопасное расстояние, не менее чем на 100 м.

5.2. Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.002-88 факторы производственной среды делятся на *опасные* и *вредные*.

В таблице 31 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой среды, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [42].

					Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода	Лист
						76
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 31 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)	Этапы работ		Нормативная документация
	Разработка траншеи	Грузоподъемн о-монтажные работы	
1	2	3	4
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96[43].
2. Превышение уровня шума	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [44].
3. Превышение уровня вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. «Вибрационная болезнь. Общие требования» [45].
3.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.1.007-76. «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» [42].
4.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	– СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03; – СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*[46].
5.Движущиеся части механизмов	+	+	ГОСТ 12.4 011 89 «Средства защиты работающих. Классификация» [40].

5.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов и мероприятия по их снижению

5.2.1.1. Микроклимат

Работы по строительству промысловых нефтепроводов проводятся на открытой местности, поэтому на рабочих оказывает действие атмосферных осадков, таких как: сильный ветер, влажность, повышенная и пониженная температура воздуха, которая зависит от географического положения трубопровода и времени года.

					Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		77

Под воздействием высоких температур, возможно, получить тепловой удар или термический ожог, при низких температурах – переохлаждение организма. Профилактика перегрева и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом.

Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

5.2.1.2. Шум

Источниками шума при сооружении трубопровода являются машины, механизмы, установки, устройства, аппараты, и др.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления свыше 135 дБА.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 применяются следующие меры по снижению уровня шума:

- Разработка шумобезопасной техники;
- Применением средств и методов коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029 – 80: акустические (звукоизолирующие ограждения зданий и помещений, звукоизолирующие кожухи, глушители шума и т.д.);
- Применение малошумных технологических процессов;
- Применение малошумных машин;
- Использование рациональных режимов труда и отдыха работников;
- Применением средств индивидуальной защиты: противошумные наушники, вкладыши, шлемы и каски, костюмы[44].

					Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода	Лист
						78
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

5.2.1.3. Вибрация

Источниками вибрации при строительстве трубопровода являются машины, механизмы, установки, устройства, аппараты.

Длительное систематическое воздействие вибрации приводит к развитию вибрационной болезни, которая включена в список профессиональных заболеваний. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6...9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- Применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- Применением средств индивидуальной защиты тела от вибрации, снижающих воздействие от вибрации на работающих на путях ее распространения от источника возбуждения;
- Поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном нормативно технической документацией;
- Введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих[45].

5.2.1.4. Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне

При проведении строительных работ нефтепровода воздух в рабочей зоне насыщается парами нефти, пылью, вредными газами. Перед началом работ на месте проверяется уровень загазованности воздушной среды. Во время строительных работ контроль газовой среды в котловане осуществляется каждые 30 минут. Содержание газов и паров нефти не должно превышать ПДК по санитарным нормам. Выполнение работ разрешается только после устранения опасных условий.

В целях защиты органов дыхания необходимо использовать средства индивидуальной защиты (противогазы, респираторы). Противогазы нужны для защиты от вредных паров и газов, а респираторы – для защиты легких

					Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		79

человека от воздействия пыли, взвешенной в воздухе.

5.2.1.5. Освещенность

Согласно ГОСТ 12.1.046-85 для электрического освещения строительных площадок и участков следует применять типовые стационарные и передвижные инвентарные осветительные установки.

Передвижные инвентарные осветительные установки должны размещаться на строительной площадке в местах производства работ, и в зоне транспортных путей и др.

Строительные машины должны быть оборудованы осветительными установками наружного освещения.

Общее равномерное освещение следует применять, если нормируемая величина освещенности не превышает 2 лк. В остальных случаях и дополнении к общему равномерному должно предусматриваться общее локализованное освещение или местное освещение[48].

5.2.1.5. Движущиеся части механизмов

При проведении полевых работ используются экскаваторы, трактора и другие движущиеся установки различного назначения, в связи, с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможного травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

Для защиты от движущихся механизмов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.061-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов [49].

Для обеспечения безопасности при работе со специальными машинами и установками поводят следующие мероприятия:

– Проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;

					Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		80

- Плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- Проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

5.3. Экологическая безопасность

Работы, проводимые при строительстве трубопровода, должны выполняться в соответствии с требованиями нормативно-технической документации в части охраны окружающей среды и сохранения ее устойчивого экологического равновесия.

5.3.1. Защита селитебной зоны

Опасные производственные объекты, должны располагаться на достаточном расстоянии от жилых зон для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объект. Для этого применяют следующие меры:

- Территория огораживается по периметру;
- Устанавливается видеонаблюдение и охранная сигнализация;
- Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

5.3.2. Защита атмосферы

При сооружении трубопровода воздействие на атмосферный воздух можно отнести к кратковременному воздействию. Оно происходит за счет выбросов загрязняющих веществ и является временным. Источниками загрязнения при строительстве являются:

- Работа строительных механизмов и автотранспорта (выделяются отработанные газы);
- Сварочные работы;
- Выемочно-погрузочные работы;

					Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		81

Земляные работы и работа с сыпучими материалами (выделяется пыль).

К основным мероприятиям по охране атмосферы от загрязнения на период проведения строительно-монтажных работ относятся:

- Снижение времени работы двигателей строительно-монтажной техники или ее исключение;
- Работа машин в режиме, который сводит к минимуму количество вредных выбросов в атмосферу;
- Регулярный контроль технического состояния машин и механизмов строительных организаций, проверка выхлопных газов на диоксид углерода.

В период нормального режима эксплуатации трубопроводы не оказывают отрицательного воздействия на атмосферный воздух.

5.3.2. Защита гидросферы

При устройстве береговых и подводных траншей может происходить загрязнение и механическое разрушение берегов и русла.

Влияние нефти, керосина, бензина, мазута, смазочных масел на водоем проявляется в:

- Ухудшении физических свойств воды, т.е. происходит ее замутнение, изменение цвета, запаха; растворении в воде токсических веществ;
- Образовании поверхностной пленки нефти и осадка на дне водоема, понижающей содержание в воде кислорода и как следствие ухудшение качества воды и условий обитания водных организмов и растений.

При оборудовании временного городка и оснащении участков работ необходимо предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их

					Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		82

емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить также попадание неочищенных стоков в водоемы.

Особенно опасными для гидросферы являются аварийные разливы и утечки нефти. В таблице 32 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти ее паров в воде[50].

Таблица 32 – ПДК и классы опасности веществ, входящих в состав нефти

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Нефть	0,3	4
Бензин	0,1	3
Метанол	3	2

5.3.3. Защита литосферы

При строительстве трубопровода в зоне производства работ происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности. Воздействие заключается в нарушении сплошности грунта, также при выполнении строительных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования.

Последствиями негативного влияния на литосферу являются такие процессы, как развитие эрозии, оврагов, оползней, изменение рельефа, активизация криогенных процессов, заболачивание территории, уничтожение культурных посевов, развитие безлесных ландшафтов.

К мерам по защите литосферы относят:

– Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо при строительстве трубопровода строиться с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий;

					Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		83

- Все строительные работы проводят исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей среде;
- Вывоз производственных отходов (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) по окончании всех работ;
- Восстановление нарушенного рельефа местности.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1. Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций

Монтаж стеклопластиковых труб, исключает использование сварочных аппаратов, поэтому к наиболее возможным чрезвычайным ситуациям для данной рабочей зоны являются: разгерметизация трубопровода с последующим выходом нефти во время проведения ремонта, взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов, разгерметизация трубопровода, механические повреждения при производстве работ.

Все эти ЧС чаще всего возникают в результате использования неисправного оборудования или нарушения техники безопасности при проведении работ и приводят к загрязнению водоемов, почв, атмосферы.

5.4.2. Разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

В случае возникновения ЧС с разгерметизацией трубопровода и выходом нефти наружу при выполнении ремонтных работ необходимо:

- прекратить все работы в охранной зоне трубопровода;
- заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;
- отключить питание электрооборудования;
- вывести персонал из зоны аварии и организовать охрану зоны аварии для предотвращения доступа посторонних лиц;
- отвести технические средства на безопасное расстояние вне зоны аварии;

					Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		84

- известить оператора НПС или диспетчера РНУ об аварии;
- оградить место аварии аварийными знаками, флажками;
- до прибытия на место аварии руководителя аварийной бригады действовать согласно оперативной части

- по прибытию на место аварии руководителя аварийной бригады выполнять его распоряжения, согласно источнику [41].

Для снижения риска возникновения проводят следующие мероприятия:

- организуется техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт;
- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

5.4.3. Ликвидация последствий

При разгерметизации трубопровода ликвидация аварий на объектах промысловых нефтепроводов должна осуществляться в соответствии с планом ликвидации аварий. Руководство над работами по ликвидации аварии должен осуществлять начальник или технический руководитель структурного подразделения.

Ответственный руководитель по ликвидации аварии обязан:

- срочно прибыть к месту аварии;
- организовать связь с районным диспетчерским пунктом (РДП);
- уточнить характер аварии и определить возможный объем стока нефти;
- принять меры, исключая возможность попадания нефти на территорию населенных пунктов, в водоемы, на автомобильные и железные дороги;

					Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		85

- принять меры по предотвращению возможности возгорания разлитой нефти;
- организовать сбор вытекшей нефти;
- определить способ опорожнения дефектного участка нефтепровода от нефти;
- организовать выполнение АВР;
- принять решение о способе ликвидации аварии применительно к конкретным условиям.

Вывод: Промысловые нефтепроводы являются сложными техническими системами, разрушение которых может привести к серьезным последствиям.

В целях обеспечения бесперебойного функционирования нефтепроводов, промышленной, экологической безопасности и охраны труда, а также надежности объектов промысловых нефтепроводов, необходимо своевременное, регулярное, надлежащее и требуемое обслуживание и проведение ремонтных работ на промысловых нефтепроводах. В частности, это касается порядка организации и выполнения работ по техническому обслуживанию, диагностике, ремонту и ликвидации аварий на промысловых трубопроводах.

					Социальная ответственность при выполнении работ по строительству и укладке трубопровода	Лист
						86
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Заключение

Анализ приведенной в выпускной квалификационной работе информации позволяет сделать следующие заключения:

- Выполнен обзор современной литературы и нормативно – технической документации по защите промышленных трубопроводов от коррозии;
- Проведен сравнительный анализ основных методов борьбы с коррозией трубопроводов;
- Выполнен аналитический обзор характеристик современных стеклопластиковых трубопроводов;
- Проведен тепловой расчет, гидравлический расчет и расчет на гидроудар для стальных и стеклопластиковых трубопроводов, который показал, что применение стеклопластиковых труб вместо стальных позволяет значительно улучшить эксплуатационные характеристики промышленного трубопровода;
- Определена ресурсная (ресурсосберегающая), финансовая, бюджетная и экономической эффективности.

					Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде				
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата					
Разраб.		Гайнулина К.Р.		01.06.19	Заключение	Литера	Лист	Листов	
Руковод.		Крец В.Г.		01.06.19		ДР	87	92	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б5Б			
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19					

Список использованной литературы

1. Анализ применения и расчет экономической эффективности применения стеклопластиковых труб. Дата обращения: 21.12.2018. Официальный сайт: http://portal.kazntu.kz/files/publicate/pdf_7
2. Андрианов А.П., Орлов В.А., Чухин В.А. Коррозия трубопроводов и мероприятия по ее локализации. // Вестник ИрГТУ – 2014. – №8 . – С. 74-78.
3. Анциферов С.А. Анализ влияния внутренней коррозии на эксплуатацию трубопровода. // Вестник ТЛТГУ - 2015 - С. 5-9.
4. Скрябин К.В. Защита трубопроводов от коррозии. // Науч. журнал «Студенческий» - 2018. - №45. – С. 35-38.
5. Мукатдисов Н.И., Фархутдинов А.Р., Елпидинский А.А. Методы борьбы с коррозией на нефтепромысле. // Вестник КНИТУ – 2013 - №4. С. 272-276
6. Чепкасов О.А., Селезнева А.А., Садилов А.И. Коррозия металлов. //Молодой ученый – 2015 - №23 – С. 260-263.
7. Салмаков В.Н. Борьба с коррозией в нефтяной промышленности. // СибАК - 2017 - №11. С. 53-58.
8. Хохлачева Н.М., Ряховская Е.В., Романова Т.Г.. Методы борьбы с коррозией на нефтепромысле: учебное пособие / Н.М. Хохлачева, Е.В. Ряховская, Т.Г. Романова. - М.: ИНФРА-М, 2016. - 118с.
9. Мухин В.А. Борьба и защита металлов: учебно-методическое пособие / сост. доц. В.А. Мухин. – Омск: Омск. гос. унт., 2004. – 112с.
10. Бахвалов, Г.Т. Коррозия и защита металлов / Г.Т. Бахвалов, А.В. Турковская. - М.: Metallurgizdat, 2001. - 400 с.

					Анализ эффективности применения стеклопластиковых труб в высоко коррозионной среде		
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.		Гайнулина К.Р.		01.06.19	Список использованной литературы	Литера	Лист
Руковод.		Крең В.Г.		01.06.19		ДР	88
Консульт.		.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б5Б	
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19			
						Листов	92

11. Дизенко Е.И., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И., Юфин В.А. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. - М.: Недра, 2005. - 199 с.
12. Кофанова Н.К., Коррозия и защита металлов. Учебное пособие для студентов технических специальностей. Алчевск, 2003 - 181с.
13. Азаренков Н.А., Литовченко С.В., Неклюдов И.М., Стоев П.И. Коррозия и защита металлов. Часть 1. Учебное пособие. – Харьков: ХНУ, 2007 – 187 с.
14. Ватолин А.Н., Рогачев В.В. Коррозия и защита металлов. Дата обращения: 15.03.19. Официальный сайт: https://study.urfu.ru/Aid/Publication/8706/1/CORROZIA_Konspekt%20%D0%BE%D1%82%D1%80%D0%B5%D0%B4.pdf
15. Кофанова Н.К. Коррозия и защита металлов. Дата обращения: 17.03.19. Официальный сайт: http://echemistry.ru/assets/files/knigi/corrosion_2003.pdf
16. Козлов В.А., Месник М.О. Основы коррозии и защиты металлов. Учебное пособие. Иваново, 2011 – 177с.
17. Лобанов М.Л., Кардолина Н.И., Россина Н.Г., Юровских А.С. Защитные покрытия: учеб. пособие/ Лобанов М.Л., Кардолина Н.И., Россина Н.Г. - Екатеринбург : Изд-во Урал, 2014 – 200с.
18. Хайдарова Г.Р. Ингибиторы коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 6.
19. Коррозия и защита конструкционных материалов. Принципы защиты от коррозии: учебное пособие для вузов / В.В.Кравцов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – 157 с.
20. Использование труб из полимерных материалов. Дата обращения: 22.12.2018. Официальный сайт: <http://journalpro.ru/pdf-article/?id=4379>

					Список использованной литературы	Лист
						89
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

21. Стеклопластиковая труба для транспортировки нефти и газа. Дата обращения: 22.12.2018. Официальный сайт: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Tskhadaya/Tskhadaya_1.pdf
22. Композиты для строительства и ЖКХ. Дата обращения: 19.04.2019. Официальный сайт: <http://madeintatarstan.com/sites/default/>
23. Логинов, В.С. Неметаллические газопроводы Текст. / В. С. Логинов. -М.: Изд-во литературы по строительству, 1969 - 350 с.
24. Преимущества и недостатки труб из различных материалов. Дата обращения: 22.03.2019. Официальный сайт: <http://seveks.ru/sravneniya.htm>
25. Основные проблемы применения стеклопластиковых труб. Дата обращения: 21.04.2019. Официальный сайт: <https://glavteh.ru>
26. Лебедев И.К., Наумец И.Н. Коррозионно – стойкие трубы и емкости из стеклопластиков. Материалы, свойства, технологии. – 2015 - 448с.
27. «Алтик». Дата обращения: 01.05.19. Официальный сайт: <https://www.altik.su/>
28. «Завод стеклопластиковых труб». Дата обращения: 02.05.19. Официальный сайт: <https://zst.ru/>
- 29.«Амитек». Дата обращения: 03.05.19. Официальный сайт: <https://www.amitech.kz/>
30. «Стеклокомпозит». Дата обращения: 04.05.19. Официальный сайт: <http://www.s-kompozit.ru/>
31. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции. 2004.
32. РД – 39-30-139-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях.
33. РТМ 38.001-94. Указания по расчету на прочность и вибрацию

					Список использованной литературы	Лист
						90
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

технологических и стальных трубопроводов.

34. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

35. ГОСТ Р 53201-2008. Трубы стеклопластиковые и фитинги.

36. СП 34-116-97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов.

37. Схиртладзе А.Г. Гидравлические и пневматические системы

38. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные.

39. ТУ 5768-002-27519262-97. Скорлупа из пенополиуретана для изоляции стыков труб стальных с теплоизоляционным слоем. Технические условия.

40. ГОСТ 12.4 011 89 «Средства защиты работающих. Классификация»

41. РД-13.110.00-КТН-260-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ОАО "АК "Транснефть"].

42. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

43. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

44. ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»

45. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. «Вибрационная болезнь. Общие требования»

46. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

					Список использованной литературы	Лист
						91
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

47. ГОСТ 12.1.007-76. «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»

48. ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок

49. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам

50. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

51. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий

52. ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок

					Список использованной литературы	Лист
						92
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		