

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»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой участка УДК 622.692.4.053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Нурмамедов Дмитрий Агамурадович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н. доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОСГН	Трубникова Наталья Валерьевна	д.и.н. доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник Олег Владимирович	к.п.н,		

Планируемые результаты обучения по ООП

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
В области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
В области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
В области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
В области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б4А	Нурмамедов Дмитрий Агамурадович

Тема работы:

Капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой участка	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.03.2019 г. Приказ № 1786/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

	11.06.2019 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является виртуальный магистральный нефтепровод «N», и капитальный ремонт с заменой участка.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><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></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Произвести расчеты по магистральному нефтепроводу; 2. Составить план на капитальный ремонт, и выбрать методику его проведения; 3. Порядок выполнения подготовительных и основных работ по ремонту; 4. Предотвращение аварийных ситуаций при выполнении подготовительных и ремонтных работах на нефтепроводе.
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	нет
---	-----

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н.В., Профессор ОСГН
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., Ассистент

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

На русском языке: реферат, обзор литературы, расчетная часть, Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность, Заключение.

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б4А	Нурмамедов Дмитрий Агамуратович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Нурмамедов Дмитрий Агамурадович

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 «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<p>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</p>	<p>Общие затраты на проект –104859,32 руб. Расписываем виды и стоимость основных ресурсов: Материально – технические: материальные + оборудование, стоимость. Человеческие: кол–во людей, их совокупная стоимость – з/п плюс социальные отчисления.</p>
<p>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</p>	<p>30 % премии 20 % надбавки 16% накладные расходы 30% районный коэффициент</p>
<p>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</p>	<p>Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 27.1%; Налог на добавленную стоимость 20%.</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</p>	<p>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Анализ конкурентных технических решений SWOT– анализ</p>
--	---

<p>2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i></p>	<p>Формирование плана и графика разработки: – определение структуры работ; – определение трудоемкости работ; – разработка графика Ганта. Формирование бюджета затрат на научное исследование: – материальные затраты; – заработная плата (основная и дополнительная); – отчисления на социальные цели; – накладные расходы.</p>
<p>3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i></p>	<p>Сравнение эффективности выбора изоляционного покрытия трубопровода</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</p>	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Нурмамедов Д.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Нурмамедов Дмитрий Агамуратович

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 «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Работы проводятся в полевых условиях на трассе магистрального нефтепровода, «Игольско-Таловое-Парабель».</p> <p>В данной работе представлена информация о проведении технологического монтажа защитного футляра с диаметром 720мм, на линейной части МН с диаметром 530мм. Произведена замена дефектного участка МН, и рассмотрен порядок выполнения работ.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>1.ГОСТ Р 52290–2014 2.СНиП 23–01–99* 3.ОТТ–23.040.01–КТН–219.16 4.РД–25.160.10–КТН–016–15 5.РД–23.040.00–КТН–064–18</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> -воздействие климатических условий; -повышенная влажность; -заболоченность местности; -приведение допустимых норм с необходимой размерностью; -предлагаемые средства защиты.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<ul style="list-style-type: none"> - машины и механизмы задействующие в процессе работы; - повышенная и пониженная температура окружающей среды; - заземления машин и оборудования; - поражение электрическим током; - взрывопожароопасность.

– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	- анализ воздействия данного объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (нежелательные сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	– перечень возможных ЧС при работе по вырезке; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС до её возникновения; – разработка действий в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации последствий, план действий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	На месте проведения ремонтных работ должна находиться нормативная документация и своевременно заполняться оперативная и исполнительная документация.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	графические материалы имеются

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Нурмамедов Дмитрий Агамуратович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.0301 «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

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2019	Характеристика условного производственного объекта	10
28.03.2019	Введение	10
15.04.2019	Анализ существующих технологий ремонта трубопровода	20
29.04.2019	Анализ проведения ремонта по композитно - муфтовой технологии	20
05.05.2019	Финансовый менеджмент	10
12.05.2019	Социальная ответственность	10
19.05.2019	Заключение	10
25.05.2019	Презентация	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 80 с., 1 рис., 21 табл.

Ключевые слова: КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ЗАМЕНА ТРУБЫ, ЗАМЕНА ЗАЩИТНОГО ФУТЛЯРА.

Объектом исследования является: виртуальный магистральный нефтепровод «N», и капитальный ремонт с заменой участка.

Цель работы: разработать наиболее оптимальное решения по капитальному ремонту виртуального магистрального нефтепровода «N» с учётом замены участка нефтепровода и замены защитного футляра, описать общую технологию производства работ на трассе.

Задачи и их исследования:

5. Произвести расчеты по магистральному нефтепроводу;
6. Составить план на капитальный ремонт, и выбрать методику его проведения;
7. Порядок выполнения подготовительных и основных работ по ремонту;
8. Предотвращение аварийных ситуаций при выполнении подготовительных и ремонтных работах на нефтепроводе.

Конструктивно – технологические характеристики: магистральный нефтепровод диаметром 530 мм, толщина стенки 9 мм, рабочее давление 4,5 МПа, защитный футляр диаметром 720 мм.

На основании категории требования к нефтепроводу проводились расчеты по определению толщины стенки трубопровода, определению толщины стенки защитного футляра. Толщины стенок были определены.

Выполнен гидравлический расчет магистрального нефтепровода.

В итоге результат исследования определил: запланированные работы были проведены в полной объеме, выполнялись требования нормативной документации, соблюдался экологический менеджмент.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой участка			
Разраб.		Нурмамедов Д.А			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					10	80
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР гр. 3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Abstract

Final qualifying work 80 p., 1 fig., 21 tab.

Key words: CAPITAL REPAIR, MAIN OIL PIPELINE, PIPE REPLACEMENT, REPLACEMENT OF THE PROTECTIVE LINE.

The object of the study is: a virtual trunk pipeline “N”, and a major overhaul with the replacement of the site.

The purpose of the work: to develop the most optimal solution for the overhaul of the virtual trunk pipeline “N”, taking into account the replacement of the pipeline section and the replacement of the protective case, to describe the general technology of the work on the highway.

Tasks and their research:

5. To make calculations for the main pipeline;
6. Make a plan for major repairs, and choose a methodology for its implementation;
7. The order of the preparatory and basic repair works;
8. Prevention of emergency situations during the preparatory and repair work on the pipeline.

Constructive - technological characteristics: the main oil pipeline with a diameter of 530 mm, a wall thickness of 9 mm, a working pressure of 4.5 MPa, a protective case with a diameter of 720 mm.

Based on the category of requirements for the pipeline, calculations were made to determine the wall thickness of the pipeline, to determine the wall thickness of the protective case. Wall thicknesses were determined.

Hydraulic calculation of the main oil pipeline.

As a result, the result of the study determined that the planned work was carried out in full, the requirements of regulatory documents were fulfilled, and environmental management was observed.

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой участка			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нурмамедов Д.А			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					11	80
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР зр. 3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Определения, сокращение и нормативные ссылки

В данной работе будут применены следующие термины с соответствующими определениями:

Магистральный нефтепровод – трубопровод, предназначенный для транспортировки нефти из районов её добычи (от головных нефтеперекачивающих станций, расположенных на территории данного нефтяного промысла, месторождения) на предприятия по переработке нефти, нефтебазы, железнодорожные, речные и морские пункты налива, а также ответвления от нефтепроводов, предназначенные для подачи нефти на отдельные предприятия.

Капитальный ремонт магистрального трубопровода – это комплекс технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого нефтепровода до проектных характеристик с учетом требований действующих нормативных документов.

Герметизатор – устройство для временного перекрытия внутренней полости нефтепровода, опорожненного от нефти, с целью предотвращения выхода взрывоопасных и горючих газов нефти из открытых торцов отрезанного нефтепровода к месту проведения огневых работ на линейной части магистральных нефтепроводов и технологических нефтепроводах НПС.

Дефект – каждое отдельное несоответствие требованиям, установленным в действующей нормативной документации, стенки, сварных швов, геометрических форм трубы, а также соединительных, конструктивных деталей и приварных элементов.

Дефектный участок - группа секций или секция нефтепровода, содержащих дефекты, подлежащие ремонту.

Захлёт – соединение двух участков нефтепроводов в месте технологического разрыва.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой участка		
Разраб.		Нурмамедов Д.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				12	80
Консульт.					НИ ТПУ ИШПР гр. 3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

Катушка трубы – часть трубы, подготавливаемый для сварки в трубопровод и имеющий торцы, обработанные механическим способом или путем газовой резки с последующей зачисткой.

ППР – проект производства работ;

МН – магистральный нефтепровод;

РДП – районный диспетчерский пункт;

ОСТ – организации системы «Транснефть»;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

DN – номинальный диаметр;

PN – номинальное давление МПа.

1. СНиП 23–01–99*/ СП 131.13330.2012 Строительная климатология.
2. ГОСТ 34366-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Контроль качества строительно-монтажных работ. Основные положения.
3. СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты"
4. Рд 153-39.4-056.00. Руководящий документ. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
5. ВСН 31-81. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов министерства нефтяной промышленности.
6. ОР-13.040.00-КТН-006-12 Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
7. СНиП 34.13330.2016 Автомобильные дороги.
8. ГОСТ Р 52290-2004 Технические средства организации дорожного движения. Знаки дорожные. Общие технические требования.
9. ГОСТ Р 52290-2014 Технические средства организации дорожного движения. Знаки дорожные. Общие технические требования.
10. ГОСТ 33228-2015 Трубы стальные сварные общего назначения. Технические условия.

					Определения и сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Оглавление

Аннотация

ГЛАВА 1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ ДАННОМ ОБЪЕКТЕ.....	18
1.1 Административное положение.....	18
1.2 Климатическая характеристика.....	18
ГЛАВА 2 ОПИСАНИЕ ВИДОВ МОНТАЖНЫХ И СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ.....	19
2.1 Общие положения.....	19
2.2 Земляные работы.....	20
2.3 Очистка нефтепровода от нефти.....	23
2.4 Герметизация внутренней полости трубопроводов.....	23
2.5 Монтаж и сварка нефтепровода, защитного кожуха.....	24
2.5.1 Размагничивание.....	25
2.6 Изоляция нефтепровода и защитного кожуха.....	25
2.7 Электрохимическая защита от коррозии.....	26
ГЛАВА 3. ОБОСНОВАННЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЙ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ТРУБОПРОВОДОВ.....	28
3.1 Устройство временной объездной дороги.....	28
3.2 Расчет толщины стенки защитного кожуха для перехода трубопровода через автодорогу.....	31
3.2.1 Расчётные данные.....	31
3.2.2 Условия расчета.....	32
3.2.3 Расчет трубы защитного кожуха.....	32
3.3 Определение толщины стенки нефтепровода, проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации, определение оси трубопровода с минимальным радиусом упругого изгиба.....	34

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой участка		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Нурмамедов Д.А			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.			14	80	
Консульт.					Оглавление		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			НИ ТПУ ИШПР гр. 3-2Б4А		

6.11	Основная заработная плата исполнителей темы.....	69
6.12	Дополнительная заработная плата.....	71
6.13	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).	72
6.14	Накладные расходы.....	73
6.15	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	73
6.16	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования...	74
	Заключение.....	78
	Список литературы.....	79

Аннотация

С каждым годом экологическое состояние нашей окружающей среды все ухудшается и ухудшается. Постоянно увеличивается количество факторов, негативно влияющих на окружающую природную среду. Именно поэтому «ужесточаются» требования к качеству оборудования трубопроводного транспорта на промышленных объектах.

Система магистральных нефтепроводов относятся к категории промышленных объектов, и на современном этапе функционирования имеет очень высокую степень износа (до 70%). Это было выяснено по результатам внутритрубной диагностики.

На магистральном нефтепроводе «N» была проведена плановая остановка с монтажом и вырезкой дефектного участка на линейной части МН. Произведен монтаж защитного футляра, под авто – дорогой.

При выполнении плановых ремонтных работ на МН, ремонтный участок нефтепровода освобождается от нефти процессом очистки внутренней полости вытеснения азотом. Нефть вытеснялась за линейные задвижки затем их закрывали..

Для всех плановых и внеплановых остановок проводимых на МН составляется ППР, с указанием ответственного лица за ППР и нарядами на отдельные виды работ.

В ППР предусмотрены все этапы выполнения работ, и должна быть организована хорошая двухсторонняя (телефонная, радио или спутниковая) связь. С рабочего места, на всех рабочих котлованах (если рабочих мест больше чем один) и оператором НПС или диспетчером РДП (ТДП) ОСТ. С каждого технологического участка нефтепровода должна быть связь, с лицами ответственными за проведения ППР и входящих в наряд–допуск на опасные и газоопасные виды работ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой участка		
Разраб.		Нурмамедов Д.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				17	80
Консульт.					Аннотация НИ ТПУ ИШПР гр. 3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

ГЛАВА 1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ ДАННОМ ОБЪЕКТЕ

1.1 Административное положение

В административном отношении участок производства работ находится на территории Томской области в П районе.

Место проведения работ на МН «N» расположен в 146 км на северо–запад от НПС «N», в 11 км на юго–запад от населенного пункта м./р.

Проезд к участку доступен, технологически участок обслуживает ЛАЭС «N» РНУ «N».

1.2 Климатическая характеристика

В соответствии со СНиП 23–01–99* и СП 131.13330.2012 [1] район строительства относится к I климатическому району, подрайону IV климатического районирования РФ. Территория рассматриваемого района характеризуется резко выраженным континентальным климатом с продолжительной зимой, коротким, относительно теплым лето

Ветровой режим. На большей части рассматриваемой территории в течение практически всего года преобладают ветры восточного направления. В низине реки Оби ветер повторяется со скоростью от 3 до 7 м/с и составляет 29 % влажности, что в итоге образует более суровые зимние условия.

Температура воздуха. Средне годовая температура воздуха составляет минус 20°C. Так как январь – это самый холодный месяц, то его среднемесячная температура воздуха от минус 40°C до минус 60°C.

Температура почвы. Температура почвы и воздуха связаны между собой, так как средне годовая температура поверхности почвы равна минус 1°C (под снегом). Самая низкая из минимальных температур поверхности почвы наблюдается в январе минус 31°C (на чистом месте), наиболее высокая из максимальных – в июле плюс 36°C.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой участка		
Разраб.		Нурмамедов Д.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				18	80
Консульт.					Теоритическая часть		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					НИ ТПУ ИШПР гр. 3-2Б4А		

ГЛАВА 2 ОПИСАНИЕ ВИДОВ МОНТАЖНЫХ И СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

2.1 Общие положения

Монтаж и строительные работы должны выполняться в соответствии по требованию рабочих чертежей, проекта производства работ, нормативно-технической документации приведенной в данных документах.

После завершения подготовительных работ и получения письменного разрешения на производство работ в охранной зоне магистрального трубопровода, производство основных работ разрешается и начинаются организационные мероприятия. Выполнение последующих работ при отсутствии актов освидетельствования предшествующих скрытых работ, запрещается.

Подключение ремонтируемого участка нефтепровода к магистральному нефтепроводу «N» должно быть окончанием основных газоопасных и огневых видов работ, а окончанием строительства будет считаться полное восстановление дороги откосов и прилегающей территории на месте производства работ.

Качество и контроль строительно – монтажных работ должен осуществляться специальными службами либо специалистами, входящих в состав строительных организаций. Укомплектованными техническими средствами и возможностями, обеспечивающие необходимую достоверную информацию и полный контроль всех видов работ. Перечень видов работ, для которых необходимо составлять акты освидетельствования скрытых работ, принят согласно ГОСТ 34366–2017[2].

Качество требуемое к монтажу и строительным работам обеспечивается в организациях путем осуществления комплексных, технических, экономических и организационных мер эффективного производства работ, и полный контроль на всех стадиях строительства.

					Теоритическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

2.2 Земляные работы

Земляные работы на магистральном нефтепроводе должны выполняться с соблюдением требований СНиП 3.02.01–87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»[3]; РД 153–39.4–056–00 «Правила технической эксплуатации МН, Правил охраны магистральных трубопроводов» [4]; ВСН 31–81 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах» [5]. Земляные работы по разработке грунта выполнять с использованием экскаватора и вручную.

До начала работ провести следующие мероприятия:

- рекогносцировку местности;
- вскрытие линейной части МН только при наличии результатов пропуска внутритрубных инспекционных приборов на участке;
- обозначение вешками существующих трубопроводов;
- перед началом работ обязательно известить диспетчера, Информация о ходе работ передается Подрядчиком ежедневно диспетчеру РНУ «N» и каждые 3 часа оператору НПС «N», в экстренных случаях связь постоянная.

Разработке котлована, последовательность работ:

- определить место вскрытия трубопровода;
- произвести разбивку и обозначить границы котлована и границы разработки грунта вручную относительно оси трубопровода;
- разработать котлован экскаватором с ковшом «обратная лопата»;
- вскрыть нефтепровод вручную на глубину 0,6 м от нижней образующей трубопровода и на расстоянии 0,2 м от стенки нефтепровода;
- провести контроль габаритов котлована, отметок дна и заложения откосов;
- на выполненные работы оформить акт.

Параметры траншеи либо котлована:

- длина $A=L+2,0$;

где L – длина участка магистрали трубопровода (м);

					Теоритическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

- ширина по дну $B = D + 0,3$;

где D – условный диаметр трубопровода, на участках кривых вставок ширина траншеи по дну не менее удвоенной ширины траншеи, разрабатываемой на соседнем прямолинейном участке.

В местах технологических разрывов разработаны приямки для сварки стыков, с размерами не менее: длина – 1 м, ширина – $(D + 1,2)$, глубина – 0,7 (м);

- расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована в монтажных приямках $D = 0,6$ м.

Разработка грунта экскаватором допускается на расстоянии не менее 0,2 м от верхней и от боковой образующей нефтепровода. Грунт который остался, должен разрабатываться вручную без применения ударных инструментов, исключая повреждение коммуникаций.

Не допускается недоработка рабочего котлована, а допускается переработка на величину не более 0,2 м. Для исключения сдвигов и провисов существующего трубопровода при вскрытии в начале выполняют:

- вскрытие над верхней образующей;
- приямки для опускания полотенец.

На участках с высоким уровнем грунтовых вод разработку котлованов выполнять с устройством открытого водоотлива при помощи водоотливного агрегата во взрывозащищенном исполнении.

Размещение отвалов грунта уточняется по месту в пределах зоны производства работ. Запрещено расположение основания отвала вынутаго грунта на расстоянии ближе 0,5 м от бровки котлована. Расстояние расположения временных отвалов от оси нефтепровода должно составлять не менее 5 м. Отвал грунта на действующий нефтепровод не допускается.

Укладывать инструмент, необходимый для работы следует не ближе 0,5 м от бровки котлована. Склаживать материалы и инструмент на откос отвала земли со стороны котлована, запрещается. Перед проведением

					Теоритическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

огневых работ в рабочем котловане необходимо зачистить его от остатков нефти, а загрязнённые места необходимо засыпать свежим грунтом.

Земляные работы по засыпке производится бульдозером (при невозможности использования бульдозера засыпку выполнять экскаватором).

Засыпку котлована выполнять после оформления актов на скрытые работы, а оставлять не засыпанным заизолированный нефтепровод более суток строго запрещается.

Засыпка изолированного нефтепровода грунтом должна выполняться с обеспечением сохранности и целостности изоляционного покрытия.

Последовательность работ при засыпке котлована:

- произвести подсыпку грунта под трубопровод и его уплотнение вручную;
- засыпать котлован экскаватором или бульдозером;
- спланировать поверхность.

Присыпка трубопровода должна вестись с послойным уплотнением грунта, кроме надтрубного пространства, переносными средствами малой механизации. Толщина уплотняемых слоев должна быть не более 20 см.

Котлованы в местах пересечений с подземными коммуникациями должны засыпаться слоями не более 0,1 м с тщательным ручным уплотнением.

Котлован следует засыпать с запасом по высоте на величину осадки.

Техническую рекультивацию зоны производства работ выполнить разравниванием площадей бульдозерами.

При обнаружении на месте выполнения работ подземных коммуникаций или сооружений, не указанных в акте передачи строительной площадки, работу необходимо прекратить. Принять меры по защите обнаруженных коммуникаций от повреждений, провести визуальный осмотр, поставить в известность эксплуатирующую организацию и вызвать их представителя.

					Теоритическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Строительно – монтажные работы могут быть продолжены только после получения официального разрешения от представителя эксплуатирующей организации, этих коммуникаций.

2.3 Очистка нефтепровода от нефти

Специальный очистной поршень двигается внутри нефтепровода под действием инертной смеси на основе азота, нагнетаемого мобильными азотными компрессорными станциями. Очищая внутреннюю полость нефтепровода, вытесняя нефть. Этот метод более результативен и удобен, так как со временем нефтепровод теряет свою пропускную способность из-за накопления на стенках парафиновых отложений.

Опорожнение ремонтного участка нефтепровода происходит и в пониженных точках тоже, а в местах перелома профиля МН (верхних точках) делаются выпускные трубы с задвижками – выпуски. Диаметр выпусков принимается от 50 до 150 мм в зависимости от диаметра и длины участка нефтепровода.

2.4 Герметизация внутренней полости трубопроводов

При производстве работ по герметизации полости трубы на весь период работы должен быть организован непрерывный контроль воздушной среды, на загазованность в непосредственной близости от работающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания согласно требованиям ОР-13.040.00-КТН-006-12 [6].

Просверлить отверстия для контроля за состоянием внутренней полости освобожденного от нефти участка нефтепровода, противоположного испытываемому и отверстия для контроля герметичности перекрытия перед герметизирующим устройством в сторону открытого конца трубопровода. Сверление выполнять ручным или пневмо инструментом. Установка герметизирующих устройств во внутреннюю полость нефтепровода производить с открытого торца трубопровода. Расстояние от

					Теоритическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

открытого торца до герметизаторов – не менее $1 D + 1$ м. Установка герметизирующих устройств должна проводиться при отсутствии избыточного давления и притока нефти в трубопроводе.

Герметизирующие устройство устанавливаются в трубопровод в соответствии с инструкциями по их эксплуатации и применению. Перед установкой герметизирующих устройств, внутренняя поверхность трубопровода должна быть очищена от парафиновых отложений и грязи на длину не менее 2,5 м для герметизирующих устройств типа ГРК.

После герметизации внутреннюю полость нефтепровода, ремонтный котлован должен быть зачищен от остатков нефти а места загрязнений необходимо засыпаны свежим грунтом.

2.5 Монтаж и сварка нефтепровода, защитного кожуха

Работы по монтажу и сварке нефтепровода, так же и защитного кожуха проводят в несколько этапов.

На бровке траншеи произвести сварку технологических узлов:

- плетень нефтепровода диаметр 530 х 9,0 мм длиной 31,0 м для протаскивания через защитный кожух с установкой опорно–направляющих колец (шаг 4,25 м);
- защитный кожух длиной 23,0 м, монтируемый из труб диаметр 720 х 9,0 мм;
- две плети нефтепровода диаметр 530 х 9,0 мм, общей протяженностью 75,8 м.

Сварить плети нефтепровода с существующим нефтепроводом методом «захлеста».

Контроль температуры подогрева сварных соединений производить контактными термометрами или термокарандашами. На всех проходах сварных соединений, и не менее чем в четырех точках по периметру стыка на расстоянии от 60 до 75 мм.

					Теоритическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

2.5.1 Размагничивание

При сварочных работах на действующем трубопроводе возникает эффект «магнитизма», причиной которого является остаточная намагниченность трубопровода, после прохождения диагностического прибора типа «магнитоскан» в процессе его эксплуатации.

Так как намагниченность очень влияет на процесс сварки, что ухудшает стабильность процесса сваривания, происходит выбрызгивание металла из кипящей ванны, в сварном шве формируются дефекты, типа: пор, несплавлений кромок, непровар корневого прохода, шлаковые включения, что полностью нарушает качество сварного соединения.

Размагничивание является неотъемлемой технологической операцией для выполнения качественного сварного соединения.

2.6 Изоляция нефтепровода и защитного кожуха

Нефтепровод и защитный кожух предусмотрены в заводской полимерно–антикоррозионной изоляции. Для изоляции сварных стыков трубопроводов предусмотрены термоусаживающиеся манжеты, типа ТЕРМА–СТМП, ТИАЛ–М.

Выполнение изоляции наружных сварных стыков труб при помощи термоусаживающих манжетов, по слою эпоксидного праймера, включает в себя следующие технологические операции:

- организация рабочего места;
- очистку зоны сварного стыка;
- сушка зоны сварного стыка и предварительный подогрев;
- нагрев зоны сварного стыка труб;
- нанесение на зону сварного стыка эпоксидного праймера;
- формирование муфты из термоусаживающейся манжеты (с установкой замковой пластины);
- термоусадка манжеты (прогрев покрытия манжеты и усадка манжеты от середины к краям с низу трубопровода поднимаясь в верхнюю

					Теоритическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

часть трубы).

В результате проведенных работ по изоляции стыков:

- термоусаживающаяся манжета должна плотно охватывать изолируемую поверхность металла и заводского покрытия трубы;
- через нанесённую изоляцию должен проступить профиль сварного стыка трубы (как кольцевой так и продольный), нахлест ленты замка;
- с обеих сторон от кольцевого стыка, на заводском покрытии должен выступать адгезионная часть манжеты.

В качестве абразивных материалов могут применяться сухой, просеянный речной песок, корунд, купершлак, стальная или чугунная дробь.

Диэлектрическая сплошность покрытия должна составлять не менее 5 кВ, на 1 мм толщины покрытия. Контролю подлежит вся поверхность защитного покрытия трубопровода.

2.7 Электрохимическая защита от коррозии

Электрохимическая защита кожуха от коррозии осуществляется при удельном электрическом сопротивлении грунта не более 500 Ом.

Следует размещать протекторы на расстоянии 5 метров от оси нефтепровода. Протекторы устанавливаются на глубину не менее глубины промерзания грунта. Еще протекторы должны быть соединены с кожухом через контрольно–измерительные пункты (КИП).

КИП устанавливаются с двух сторон перехода и оборудуют медно–сульфатными электродами сравнения, длительного действия для измерения защитного потенциала и блоком пластин индикаторов скорости коррозии.

Протекторы же, приняты на основе магниевых сплавов и весом 20 кг. Каждый протектор упакован в мешок из хлопчатобумажной ткани с порошковым активатором, всё упаковано в заводских условиях.

При проведении пуско – наладочных работ следует установить потенциал кожуха равный защитному потенциалу трубопровода. Не допускается превышение потенциала трубопровода (по абсолютной

					Теоритическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

величине).

Не допускается непосредственного контакта трубы с кожухом.

					Теоритическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

ГЛАВА 3. ОБОСНОВАННЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЙ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1 Устройство временной объездной дороги

Работы по возведению основания дорожного полотна из ГПС с добавлением 30 % щебня, толщиной 300 мм выполняют в следующей последовательности:

– поверхности основания насыпи полностью освобождаются от камней и так же от комьев, которые размеры превышают $2/3$ толщины слоя устраиваемого посторонними предметами;

– основания поверхности можно выравнивать и уплотнять щебнем;

– отсыпку выравнивающего слоя (пересечение временной объездной автомобильной дороги с МН) выполняют из песка толщиной 0,20м.

Грунтовую отсыпку производят от краев к середине, слоями во всю ширину земляного полотна, включая откосы. Дальнейшая подсыпка откосных или краевых частей не допускается. Каждый слой выравнивают соблюдая проектный продольный уклон. Перед тем как уплотнять поверхность отсыпаемого слоя, она должна быть спланирована под двускатный поперечный профиль с уклоном от 20 до 40% к бровкам земляного полотна. Грунтовая плотность после уплотняющего слоя, не должна быть менее установленной требованиями СП 34.13330.2016[7]:

– для устройства покрытия необходимо провести несколько этапов:

1. распределяющая основная фракция ГПС, и её предварительное уплотнение (расклинивание и обжатие);
2. распределение расклинивающего щебня с уплотнением каждой фракции.

Уплотнение на первом и втором этапах осуществляют катками на пневмошинах, прицепными вибрационными самоходными гладковальцовыми катками.

Для уменьшения трения между элементами ГПС, щебня и ускорения взаимозаклинивания, при укатке щебень следует поливать водой.

					Теоритическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Обустройство временной объездной дороги

В данном проекте предусмотрены следующие технические средства организации дорожного движения:

- временные дорожные знаки;
- направляющие устройства (металлические сигнальные столбики).

Форма, размеры, расцветка дорожных знаков приняты по ГОСТ Р 52290–2014[8], а размещение их по ГОСТ Р 52289–2014[9].

Для обеспечения безопасного съезда на примыканиях предусмотрена установка сигнальных столбиков, обеспечивающих ориентацию движения в пути и исключаящие съезды транспортных средств с насыпи дороги. Опоры временных дорожных знаков бес фундаментные на металлических стойках. Сигнальные столбики представляют собой металлические стойки из трубы. Проектом предусмотрено погружение стоек в пробуренные скважины. Скважины следует бурить сухим способом вручную. Устройство фундаментов осуществляют из монолитного бетона. Засыпку скважин осуществляют щебнем.

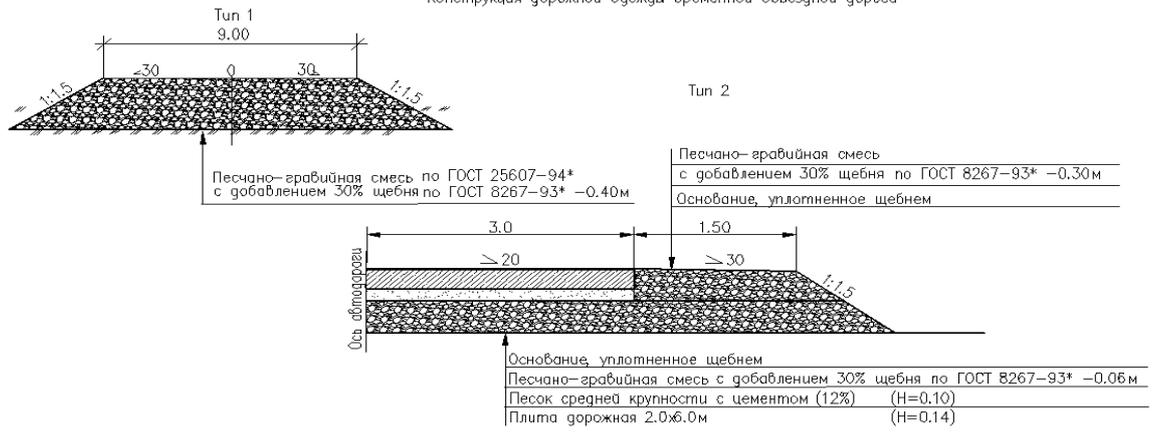
Перед нанесением антикоррозионного покрытия все поверхности металлоконструкций подлежат зачистке, очистке от пыли, обезжириванию.

Надземную часть стоек окрашивают эмалью по грунтовке, подземную часть изолируют битумом.

В местах установки сигнальных столбиков предусмотрено увеличение ширины обочины до 1,85 м согласно требованию ГОСТ Р 52289–2014[9] рисунок 3.1.

					Теоритическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Конструкция дорожной одежды временной объездной дороги



3.1 Конструкция дорожной одежды временной объездной дороги

3.2 Расчет толщины стенки защитного кожуха для перехода трубопровода через автодорогу

3.2.1 Расчётные данные

Наружный диаметр нефтепровода: $D_n = 530$ мм.

Материал кожуха: труба прямошовная, сталь ст.09Г2С, согласно ГОСТ 33228–15[10]:

- временное сопротивление разрыву на поперечных образцах: $\sigma_B = 372$ Н/мм² (42 кгс/мм²);
- предел текучести: $\sigma_T = R_2 = 245$ Н/мм² (25 кгс/мм²);

Максимальное заглубление кожуха, согласно данных построения профиля участка газопровода: $H=z=10$ м.

Характеристики грунта, согласно данных инженерно–геологического обследования участка работ:

- грунт: полутвёрдый суглинок;
- плотность грунта: $\gamma_{ГР} = 24$ т/м³ $\approx 19,2$ кН/ м³;
- внутренний угол трения: $\varphi_{ГР} = 65^\circ$;
- коэффициент крепости: $f_{КР} = 2$.

Верхнее покрытие автодороги:

- вид: асфальтобетон;
- толщина: 0,12 м;
- модуль упругости: $E_{П} = 500$ МПа;
- коэффициент Пуассона: $\mu_{П} = 0,1$.

Расчет показателей автомобилей:

- вид: грузовой, трёхосный;
- нагрузка на одну заднюю ось: 13 кН;
- расстояние между осями задней тележки: $c = 1,6$ м.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой участка			
Разраб.		Нурмамедов Д.А.			Расчётная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					31	80
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР гр. 3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

3.2.2 Условия расчета

Коэффициент надежности по нагрузке от подвижного состава: $n_{п} = 1,1$;

Коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта: $n_{ГР} = 1,2$;

Коэффициент постели грунта при сжатии: $k_0 = 2 \text{ МН/м}^3$;

3.2.3 Расчет трубы защитного кожуха

Минимальный диаметр защитного кожуха:

$$D_{\phi} \approx \frac{D_H^2}{0,9D_H - 85} = \frac{530^2}{0,9 \cdot 530 - 85} \approx 716,58 \text{ мм.} = 720 \text{ мм.}$$

– принимаем диаметр защитного кожуха равным, $D_{\phi} = 720 \text{ мм.}$

Ширина свода естественного обрушения грунта над кожухом:

$$B = D_{\phi} \left[1 + \operatorname{tg} \left(45^\circ - \frac{\varphi_{ГР}}{2} \right) \right] = 0,72 \cdot \left[1 + \operatorname{tg} \left(45^\circ - \frac{65^\circ}{2} \right) \right] = 0,88 \text{ м}$$

Высота свода естественного обрушения грунта над кожухом:

$$h_{CB} = \frac{B}{2 \cdot f_{КР}} = \frac{0,88}{2 \cdot 2} = 0,22 \text{ м}$$

Расчетная вертикальная нагрузка на кожух от действия грунта:

$$q_{ГР.В.} = n_{ГР} \gamma_{ГР.СР} h_{CB} = 1,2 \cdot 24 \cdot 0,22 = 6,336 \text{ кПа}$$

Расчетная величина бокового давления грунта на кожух в случае формирования свода обрушения:

$$\begin{aligned} q_{ГР.Б.} &= n_{ГР} \gamma_{ГР.СР} \left(h_{CB} + \frac{D_{\phi}}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{ГР}}{2} \right) = \\ &= 1,2 \cdot 24 \cdot \left(0,22 + \frac{0,72}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{65^\circ}{2} \right) = 0,818 \text{ кПа} \end{aligned}$$

Момент инерции материала полотна дороги:

$$J_{II} = \frac{e \cdot h_{II}^3}{12} = \frac{1 \cdot 0,1^3}{12} = 0,000083 \text{ м}^4$$

Цилиндрическая жесткость полотна дороги:

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

$$D = \frac{E_{II} \cdot J_{II}}{(1 - \mu^2)} = \frac{5 \cdot 10^5 \cdot 0,000083}{(1 - 0,1^2)} = 41,9 \text{ кН} \cdot \text{м}^2$$

Коэффициент жесткости полотна дороги:

$$\alpha_{ж} = \sqrt[4]{\frac{k_o \cdot b}{4D}} = \sqrt[4]{\frac{2 \cdot 10^5 \cdot 1}{4 \cdot 41,9 \cdot 10^3}} = 1,04^{-1} \text{ м}$$

Длина зоны распространения реакции основания:

$$x = a = \frac{3\pi}{4\alpha_{ж}} = \frac{3 \cdot 3,14}{4 \cdot 1,04} = 2,26 \text{ м}$$

Длина зоны распространения суммарной эпюры реакции основания:

$$2a = a + c + a = 2,26 + 1,6 + 2,26 = 6,12 \text{ м}$$

Наибольшее значение реакции основания автодороги имеет место в точке соприкосновения колес автомашины с дорожным полотном, при этом:

$$q = \varphi_{x \max} = \frac{P_i \cdot \alpha_{ж}}{2b} \eta = \frac{156 \cdot 1,04}{2 \cdot 1} \cdot 1 = 81,12 \text{ кПа}$$

Наибольшее напряжение в грунте на глубине заложения кожуха ($z=H$) и под колесами автомобиля ($x=0$):

$$\begin{aligned} \sigma_{x \max} &= \frac{q}{\pi} \left(\operatorname{arctg} \frac{a-x}{z} + \operatorname{arctg} \frac{a+x}{z} \right) - \frac{2aqz(x^2 - z^2 - a^2)}{\pi[(x^2 + z^2 - a^2)^2 + 4a^2z^2]} = \\ &= \frac{81,12}{3,14} \left(\operatorname{arctg} \frac{2,26-2,26}{10} + \operatorname{arctg} \frac{2,26+2,26}{10} \right) - \\ &= \frac{2 \cdot 2,26 \cdot 81,12 \cdot 10 \cdot (2,26^2 - 10^2 - 2,26^2)}{3,14 \cdot [(2,26^2 + 10^2 - 2,26^2)^2 + 4 \cdot 2,26^2 \cdot 10^2]} = 20,55 \text{ кПа} \end{aligned}$$

Расчетное давление на кожух от подвижного транспорта:

$$q_{II} = n_{II} \sigma_{x \max} = 1,1 \cdot 20,55 = 22,6 \text{ кПа}$$

Расчетное поперечное сжимающее усилие в наиболее напряженном сечении кожуха:

$$R_{\phi} = D_{\phi}/2 = 360.$$

$$N = -r_{\phi} (q_{ГР.В} + q_{II}) = -0,360 \cdot (6,336 + 22,6) = -10,416 \text{ кН} / \text{м}$$

Расчетный изгибающий момент в наиболее напряженном сечении

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

кожуха:

$$M = cr^2(q_{ГР.В} + q_{II} - q_{ГР.Б}) = 0,16 \cdot 0,360^2 \cdot (6,336 + 22,6 - 0,818) = 0,6 \text{ кН}$$

Минимальная толщина стенки кожуха, удовлетворяющая условию прочности:

$$\delta_{\phi_{\min}} = -\frac{N}{2R_2} \sqrt{\left(\frac{N}{2R_2}\right)^2 + \frac{6M}{R_2}} = -\frac{-20,1 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 245} \sqrt{\left(\frac{-20,1 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 245}\right)^2 + \frac{6 \cdot 0,6 \cdot 10^{-3}}{245}} =$$
$$= -0,4 \cdot (-0,08 + 0,115) = 0,078 \text{ м} = 7,8 \text{ мм} \approx 9,0 \text{ мм.}$$

– принимаем толщину стенки защитного кожуха:

D_n 720 К 56 по ГОСТ 33228–2015 [10] равный **9,0 мм**.

3.3 Определение толщины стенки нефтепровода, проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации, определение оси трубопровода с минимальным радиусом упругого изгиба.

3.3.1 Расчетные данные

Наружный диаметр нефтепровода: D_n 530 мм К52.

Категория участка трубопровода по ГОСТ 33228–2015 [10] «В»;

– коэффициент условий работы трубопровода, по категории «В» (СП 36.13330.2012/СНиП 2.05.06 – 85* [1]): $m = 0,75$;

– коэффициент надёжности по материалу принимаем (СП 36.13330.2012/СНиП 2.05.06 – 85*[1]): $k_1 = 1,34$;

– коэффициент надёжности по материалу, соотношение характеристик металла менее 0.8 (СП 36.13330.2012/СНиП 2.05.06 – 85*[1]): $k_2 = 1,15$;

– коэффициент надёжности по назначению трубопровода, для нефтепровода условным диаметром менее 530 мм (СП 36.13330.2012/СНиП 2.05.06 – 85*[1]): $k_n = 1$;

– расчетный температурный перепад, СНиП 23.01– 99*[1]: $\Delta t = 45^\circ\text{C}$;

					Расчётная часть	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принятый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода (согласно таблицы 5, СП III – 42 – 80 [11]) равным 500.

3.3.2 Условия расчета

Минимальное значение временного сопротивления металла, класс прочности К52: $R_{n1} = 560$ МПа;

Минимальное значение предела текучести металла трубы, класс прочности К52: $R_{n2} = 390$ МПа;

Коэффициент надёжности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (СП 36.13330.2012/СНиП 2.05.06–85*[1]): $n = 1,10$;

Расчётное рабочее (нормативное) давление: $p = 4,5$ МПа.

3.3.3 Расчет трубы нефтепровода

Расчёт толщины стенки трубопровода $\delta =$ мм, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot P)}$$

Расчёт сопротивлению (сжатию) растяжению металла трубы, определяется по формуле: это – R_1 ;

$$R_1 = \frac{m \cdot R_{n1}}{k_1 \cdot k_n} = \frac{0,75 \cdot 560}{1,34 \cdot 1} = 313,4 \text{ МПа};$$

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,10 \cdot 4,5 \cdot 530}{2(313,4 + 1,10 \cdot 4,5)} = \frac{2623,5}{636,7} = 5,12 \approx 6 \text{ мм};$$

Проведем округления, полученного расчетного значение толщины стенки трубы до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного техническими условиями и государственными стандартами. При этом, в расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается.

При наличии продольных сжимающих осевых напряжений толщину стенки трубы следует определять из условия, по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2(\psi_1 \cdot R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,10 \cdot 4,5 \cdot 530}{2(0,48 \cdot 313,4 + 1,10 \cdot 4,5)} = \frac{2623,5}{310,76} = 8,44 \approx 9 \text{ мм};$$

					Расчётная часть	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- принимаем значение толщины стенки, $\delta = 9$ мм.

3.3.4 Расчет нефтепровода прочность нагрузок и устойчивость

Внутренний диаметр трубопровода, по формуле:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta = 530 - 2 \cdot 9 = 512 \text{ мм}$$

- коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла, определяется по формуле: $\Psi_1 = \Psi_2$;

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{npN}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{npN}}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-69,0|}{313,4} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-69,0|}{313,4} = 0,48$$

- переменный параметр упругости (модуль Юнга): $E_0 = 206000$ ($2,06 \cdot 10^5$) из (СП 36.13330.2012/СНиП 2.05.06–85*[1]);

- переменный коэффициент поперечной деформации стали, коэффициент Пуассона: $\mu_0 = 0,3$ из (СП 36.13330.2012/СНиП 2.05.06–85*[1]);

- коэффициент линейного расширения, металла трубы: $\alpha = 0,000012$ ($1,2 \cdot 10^{-5}$) град;

- расчетный температурный перепад: $\Delta t = \Delta t_c = 45^\circ\text{C}$.

Продольные осевые напряжения от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{np.N}} = -\alpha \cdot E_0 \cdot \Delta t + \mu_0 \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta}$$

$$\sigma_{\text{np.N}} = -0,000012 \cdot 206000 \cdot 45 + 0,3 \cdot \frac{1,10 \cdot 4,5 \cdot 512}{2 \cdot 9} = -69,0 \text{ МПа}$$

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 313,4}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = \frac{94,02}{0,000012 \cdot 206000} = 38,065 \text{ град}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 313,4}{0,000012 \cdot 206000} = \frac{219,38}{2,47} = 88,82 \text{ град}$$

Кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления:

					Расчётная часть	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} = \frac{1,10 \cdot 4,5 \cdot 530}{2 \cdot 9} = 145,75 \text{ МПа.}$$

Проверяем выполнение условия прочности и устойчивости нефтепровода, по формуле:

$$|\sigma_{пр.N}| = \psi_2 \cdot R_1$$

где $\sigma_{пр.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок, МПа;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб.

$$|\sigma_{пр.N}| < \psi_2 \cdot R_1 = |-69,0| < 0,48 \cdot 313,4 = |-69,0| < 150,4.$$

Условие прочности выполняется.

					Расчётная часть	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ТРУБОПРОВОДА И РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ

4.1 Гидравлические испытания

На весь период гидравлических испытаний создаются посты наблюдения и обеспечиваются круглосуточным дежурством наблюдателей. Состав каждой дежурной смены состоит не менее чем из двух наблюдателей.

Наполнительные и опрессовочные агрегаты приводятся в рабочее положение и подключаются к трубопроводу на испытываемом участке.

Наполнительными агрегатами проводят закачку воды в испытываемый участок трубопровода. Затем включаются в работу опрессовочные агрегаты и повышают давление в трубопроводе до испытательного, затем останавливают опрессовочные агрегаты и перекрывают линию подачи воды в трубопровод.

При заполнении трубопровода водой для гидравлического испытания должен быть полностью удален воздух. Удаление воздуха осуществляется через существующие и вновь врезаемые вантузы.

Для испытания трубопровода на прочность давление поднимают до заводского испытательного давления трубы $P_{исп} = 10,6$ МПа в нижней точке участка трубопровода, и не менее $1,25 * P_{раб} = 5,15$ МПа в верхней точке. Трубопровод необходимо выдержать при этом давлении 24 ч (испытание на прочность). Если падение давления в течение этого времени не произошло, снизить давление до величины $P_{раб} = 4,5$ МПа.

Скорость подъема давления при испытании не должна превышать 0,04 МПа (0,4 кгс/см²) в минуту. При достижении величины давления, равной 0,9 от величины максимального испытательного давления в нижней точке трассы, скорость подъема давления должна находиться в пределах от 0,01 до 0,02 МПа (0,1 до 0,2 кгс/см²) в минуту. При испытаниях должен проводиться контроль:

- давления в испытываемом трубопроводе с помощью манометра;
- режима испытаний с помощью самопишущего прибора давления;
- времени выдержки под испытательным давлением по часам.

Участок технологических трубопроводов, подвергаемый

					Расчётная часть	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

гидравлическому испытанию, ограничивается эллиптическими заглушками. Запрещается использование линейной запорной арматуры, задвижек вантузов в качестве ограничительного элемента.

Манометры устанавливаются с выносом за пределы опасной зоны. В процессе выдержки технологических трубопроводов под испытательным давлением ведется постоянное наблюдение за показаниями приборов контроля давления и температуры воды. Величины давления и температуры воды фиксируются на диаграммах в непрерывном режиме и в рабочих журналах наблюдений. В случае возможности использования безбумажной технологии (электронной записи), показания приборов фиксируются в памяти ПЭВМ.

Осмотр трассы разрешается производить только после снижения испытательного давления до рабочего с целью проверки нефтепровода на герметичность.

Выявленные при испытаниях дефекты и повреждения устраняются в порядке, предусмотренном действующими нормативными документами.

Участок магистрального нефтепровода считается испытанным на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания на прочность и герметичность давление остается неизменным, и не будут обнаружены утечки.

По окончании испытаний опрессовочные агрегаты отключают, присоединительные патрубки заглушают или удаляют. С помощью ЦНС-150 откачивают воду из технологических трубопроводов в емкость временного хранения воды ВХН.

После окончания испытаний в течение 5 дней ведется наблюдение за испытанным технологическим трубопроводом путем ежедневного патрулирования для обнаружения возможных утечек.

4.2 Гидравлический расчёт

Целью является определение суммарных потерь напора в магистральном нефтепроводе и полного напора, необходимого для перекачки нефти по

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

нефтепроводу, т.е. гидравлического сопротивления нефтепровода.

Таблица 4.1 Данные для расчёта

Параметры нефтепровода	Значение
Наружный диаметр, мм	530
Толщина стенки, мм	9
Плотность нефти, кг/м ³	787,8
Годовой объем перекачки, млн.тонн/год	25
Шероховатость стенки, мм	0,1
Рабочее давление, МПа	4,5
Разница абсолютных высот, м	5
Кинематическая вязкость нефти, м ² /с	0,8154*10 ⁻⁴

Определяем объемную секундную пропускную способность нефтепровода:

$$Q_c = G_T / (350 * 24 * 3600 * \rho)$$

где G_T – массовая годовая пропускная способность нефтепровода (нефтепродуктопровода), кг/год;

24 – количество часов в сутках;

3600 – количество секунд в часе;

ρ – плотность перекачиваемой нефти, кг/м³;

$$Q_c = 25 * 10^9 / (350 * 24 * 3600 * 787,8) = 1,05 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяется внутренний диаметр нефтепровода, мм:

$$d = D_n - 2 * d$$

где D_n – наружный диаметр нефтепровода, мм;

d – толщина стенки, мм;

$$d = 530 - 2 * 9 = 512 \text{ мм}.$$

Находим скорость движения нефти в трубопроводе

$$V = 4 * Q_c / \pi * d^2$$

где Q_c – пропускная способность нефтепровода, м³/с;

d – внутренний диаметр нефтепровода, мм;

					Расчётная часть	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V = 4 * 1,05 / 3,14 * (0,512)^2 = 5,12 \text{ м/с.}$$

Определяется режим движения нефти (нефтепродукта), который характеризуется величиной числа Рейнольдца

Определяем число Рейнольдца:

$$Re = V * d / \nu_p$$

где ν_p – кинематическая вязкость нефтепродукта, м²/с;

V – скорость движения нефти в трубопроводе;

d – внутренний диаметр нефтепровода, мм;

$$Re = 5,12 * 0,512 / 0,8154 * 10^{-4} = 32098.$$

Режим течения нефти турбулентный $Re > 2300$.

Турбулентное движение – это движение жидкости при больших скоростях, при котором в движении жидкости нет закономерности и отдельные частицы, перемешиваясь между собой, движутся хаотично.

Определяем шероховатость труб:

$$e = K_{\text{Э}} / d$$

где $K_{\text{Э}}$ – шероховатость стенки нефтепровода, мм;

d – внутренний диаметр нефтепровода, мм;

$$K_{\text{Э}} = 0,1 / 512 = 1,95 * 10^{-3}.$$

Определяем первое переходное число Рейнольдца:

$$Re_1 = 10 / e$$

где e – шероховатость труб;

$$Re_1 = 10 / 1,95 * 10^{-3} = 51282.$$

Так как $Re < Re_1$, то течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб и коэффициент гидравлического сопротивления вычисляется по формуле:

$$l = 0,3164 / Re^{0,25}$$

где Re – число Рейнольдца $l = 0,3164 / (32098)^{0,25} = 0,02363$.

Вычисляем гидравлический уклон:

$$I = l * V^2 / d * 2 * g$$

где V – скорость течения нефти, м/с;

					Расчётная часть	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– внутренний диаметр нефтепровода, мм;

g – ускорение свободного падения ($9,81 \text{ м/с}^2$);

$$I = 0,02363 * 5,12^2 / 512 * 2 * 9,81 = 6,16 * 10^{-5}.$$

Вычисляем полные потери напора в трубопроводе:

$$H = 1,02 * I * L + D_Z$$

где I – гидравлический уклон;

L – длина нефтепровода, (75,8)м;

D_Z – разность геодезических отметок между конечной и начальной точками нефтепровода, м;

$$H = 1,02 * (6,16 * 10^{-5}) * 75,8 + 5 = 5,005 \text{ м}.$$

Произведен гидравлический расчет нефтепровода, полные потери напора при перекачке нефти $H = 5,005 \text{ м}$.

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

5. Социальная ответственность

В условиях современного производства от надежности функционирования таких сложных промышленно-транспортных комплексов, какими являются магистральные трубопроводы, во многом зависит не только плановое развитие многих отраслей народного хозяйства, но и их научно-технический прогресс.

Развитие трубопроводного транспорта нефти, нефтепродукта и газа нашей страны находится на таком этапе, когда главной задачей является достижение максимальной эффективности производства и высокого качества продукции.

Один из важнейших факторов повышения эффективности трубопроводного транспорта – полное и рациональное использование основных фондов. Среди условий, призванных обеспечить использование основных фондов, важное место принадлежит своевременному и качественному проведению профилактических мероприятий, увеличивающих срок службы линейной части магистральных трубопроводов.

5.1. Производственная безопасность

Производственная безопасность – это система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных (травмирующих) **производственных факторов**, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой участка			
Разраб.		Нурмамедов Д.А			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					43	80
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР гр. 3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Таблица 5.1. Возможные опасные и вредные факторы.

Наименования видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Ремонтные работы: 1) Электромонтажные работы; 2) Слесарные работы 3) Сварочно-монтажные работы.	1.Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне		СанПин 2.2.4.548-96 [4] Р 2.2.2006-05 [5] ГОСТ 12.4.011-89[9]
	2. Работа с токсичными и вредными веществами		
	3.Повышенный уровень шума		СНиП II-12-77 [11] ГОСТ 12.1.029-80 [12] ГОСТ 12.1.003-2014 [13]
	4.Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 [4]
		1. Поражение электрическим током. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ 12.1.019-79 [14] ГОСТ 12.1.038-82 [15] ГОСТ 12.4.011-89 [9]
		2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003-91 [16]
		3. Пожаробезопасность	ГОСТ 12.1.004-91 [17] ГОСТ 12.1.005-88 [10]

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Объекты нефтепроводного транспорта, как носители опасных и вредных производственных факторов, относятся к категории повышенной опасности.

Согласно ГОСТ 12.0.002-88 факторы производственной среды делятся

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

на опасные и вредные.

Вредный производственный фактор – фактор производственной среды или трудового процесса, воздействие которого в определенных условиях на организм работающего может сразу или впоследствии приводит к заболеванию или снижению работоспособности. Определенные условия это: интенсивность, длительность, тяжесть, напряженность и другие неблагоприятные условия труда, которые могут вызвать профессиональное заболевание, временное или стойкое снижение работоспособности, повысить частоту инфекционных заболеваний, привести к нарушению здоровья потомства.

Вредными являются вещества, которые при контакте с организмом человека могут вызвать производственные травмы, профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья, обнаруживаемые современными методами, как в процессе работы, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и последующего поколений (ГОСТ 12.1.007).

Вредные вещества способны проникать в организм человека через органы дыхания, желудочно – кишечный тракт или кожные покровы.

Основные опасные и вредные производственные факторы можно разделить на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизические (социальные).

Нефть, нефтепродукты и входящих в её состав легкие и тяжелые углеводородные фракции представляют собой – сложную жидкую смесь высокомолекулярных углеводородных соединений с гетератомами кислорода, серы, азота, некоторых металлов и органических кислот, газов, воды и других элементов. Является опасным и вредным веществом.

В зависимости от значений ПДК и ряда других показателей определяется степень воздействия вредных веществ на организм человека.

ПДК – это концентрация, которая при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 часов или при другой продолжительности, но не более 40 часов в неделю, в течение всего рабочего стажа не может вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений.

По степени воздействия на организм человека вредные вещества, согласно ГОСТ12.1.007–99, делятся на четыре класса опасности:

- 1-йкласс – вещества чрезвычайно опасные (ртуть, свинец, тетраэтилсвинец и др.);

- 2-йкласс – вещества высоко опасные (бензол, марганец, медь, сероводород и др.);

- 3-йкласс – вещества умеренно опасные (толуол, метанол, уксусная кислота и др.);

- 4-йкласс – вещества мало опасные (нефть, бензин, ацетон, этиловый спирт и др.).

Класс опасности вредных веществ устанавливается в зависимости от норм и показателей, указанных в таблице 5.2.

Таблица 5.2 Норма для класса прочности

Наименования показателя	Норма для класса прочности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно-допустимая концентрация (ПДК), мг/м ³	Менее 0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	Более 10
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15-150	151-5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100-500	501-2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³	Менее 500	500-5000	5001-50000	Более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	Более 300	300-30	29-3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	Более 54,0
Зона хронического действия	Более 10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	Менее 2,5

Отнесение вредного вещества к классу опасности производят по показателю, значение которого соответствует наиболее высокому классу

опасности.

Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005-01.

5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасный производственный фактор – это фактор среды и трудового процесса, воздействию которого на работающего при определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. То есть, он может быть причиной острого заболевания или внезапного резкого ухудшения здоровья и смерти.

На магистральных нефтепроводах к зонам постоянно действующих опасных производственных факторов относятся:

1. Взрывопожароопасные и пожароопасные объекты (газоопасные места).

2. Огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности, выполняемые на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах (газоопасных местах).

3. Рабочие места, проходы и проезды к ним, находящиеся:

- вблизи неизолированных токоведущих частей электроустановок;
- ближе 2 м от неогражденных перепадов на 1,3 м и более по высоте и глубине;
- в местах, где содержатся вредные или опасные вещества в концентрациях выше предельно-допустимых или присутствуют опасные и вредные физические факторы с параметрами выше предельно-допустимых уровней.

К зонам потенциально опасных производственных факторов следует относить неогражденные и незащищенные:

- участки и территории вблизи строящегося здания (сооружения);
- этажи (ярусы) зданий и сооружений, над которыми производятся

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

работы;

– зоны перемещения машин, механизмов, технологического оборудования или их частей, узлов, деталей, рабочих органов;

– зоны, над которыми происходит перемещение грузов грузоподъемными кранами;

– зоны расположения оборудования с ядовитыми, агрессивными, легковоспламеняющимися, взрывоопасными и другими опасными веществами, атак же зоны, где персонал может попасть под действие опасных и вредных факторов.

Опасность отравления при обращении с высокосернистыми нефтями состоит в комбинированном воздействии углеводородов и сероводорода (ПДК нефти – 300 мг/м³, сероводорода – 10 мг/м³, а сероводорода в смеси с углеводородами – 3 мг/м³). При работе с такими нефтями должны применяться особые меры предосторожности.

5.4 Охрана окружающей среды

Организация природоохранной деятельности предприятий

Деятельность ОАО МН, его филиалов и структурных подразделений по охране окружающей природной среды на магистральных нефтепроводах регламентируется федеральными законами: Об охране окружающей природной среды, О недрах, Об экологической экспертизе, Об отходах производства и потребления, О санитарно – эпидемиологическом благополучии населения, Водным кодексом, Земельным кодексом, Лесным кодексом и другими Законодательными актами РФ и ее субъектов, атак же нормативными документами, принятыми в установленном порядке.

В ОАО МН, его филиалах и структурных подразделениях должны ежегодно разрабатываться и согласовываться с местными экологическими организациями исполнительной власти мероприятия по охране окружающей среды, предусматривающие сокращение выбросов в атмосферу, сбросов сточных вод, образования отходов производства, рекультивацию нарушенных и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

загрязненных земель, рекультивацию шламонакопителей и прудов отстойников, внедрение систем оборотного водообеспечения, реконструкцию очистных сооружений, сокращение эксплуатационных потерь нефти.

При подготовке проектной документации на строительство и реконструкцию объектов МН должна осуществляться процедура оценки воздействия последствий реализации этих проектов на окружающую среду (ОВОС) в соответствии с Положением об оценке воздействия на окружающую среду в Российской Федерации, СНиП 11-01 и СП 11-102-97. Проекты строительства и реконструкции объектов МН должны согласовываться природоохранными органами и проходить государственную экологическую экспертизу согласно Закону РФ Об экологической экспертизе и Положению о порядке проведения государственной экологической экспертизы.

Основные экологические требования к эксплуатации объектов МН

Все работы по техническому обслуживанию и ремонту объектов магистральных нефтепроводов должны выполняться в соответствии с требованиями природоохранного законодательства Российской Федерации и ее субъектов.

Природоохранная деятельность предприятий МН при использовании земель, сельскохозяйственных и лесных угодий должна определяться Земельным законодательством РФ, Лесным кодексом Российской Федерации, Положением об управлении государственным контролем за использованием и охраной земель.

Влияние на атмосферу

Общие подходы к снижению и предотвращению загрязнения атмосферы можно классифицировать по двум основным направлениям:

- 1) мероприятия, проводимые с целью предотвращения негативных воздействий на окружающую среду;
- 2) мероприятия, направленные на ликвидацию последствий вредных воздействий.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Мероприятия, снижающие выброс загрязняющих веществ и уровень вредных воздействий:

- проверка оборудования на герметичность и прочность, безотказность;
- чёткое выполнение технологических режимов работы оборудования;
- регулярное проведение ТО (запорной арматуры, камер СОД, ФГУ, блоки ССВД, технологического оборудования);
- проверка загазованности в местах проведения огневых или газоопасных работ.

Влияние на гидросферу

Вода представляет собой один из наиболее важных компонентов, обеспечивающих жизнь на нашей планете. Обладая рядом аномальных свойств, она влияет на протекающие в экосистемах сложнейшие физико–химические и биологические процессы.

Ежегодно в Мировой океан по тем или иным причинам сбрасывается от 2 до 10 млн. тонн нефти. При концентрации нефти в морской воде в количестве 0,1-0,01 мл/л икринки погибают в течение нескольких суток.

Защита гидросферы от загрязнения: недопускание утечек вредных веществ, уборка отходов в отведённые места, рекультивация.

Влияние на литосферу

Литосфера – верхняя твердая оболочка земли.

Добыча нефти и газа приводит к необратимой деформации земной поверхности в результате извлечения их из недр.

Защита или охрана литосферы складывается из следующих мероприятий, это лишь несколько из них:

- Обеспечение полного и комплексного геологического изучения недр;
- Рациональное использование недр и недопущение самовольного использования;
- Охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров, загрязнения и др;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

- Защита от загрязнения.

5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях.

На опасных производственных объектах, происходящие чрезвычайные ситуации можно разделить следующего характера: природного, экологического и техногенного характера.

ЧС на магистральном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- смертельным травматизмом людей;
- травмированием людей с потерей трудоспособности;
- воспламенением нефти или взрывом её паров;
- загрязнением рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;
- утечками нефти объёмом 10м³ и более.

С целью анализа развития чрезвычайных ситуаций, возможные аварии, вызывающие ЧС, связанные с разливом нефти, необходимо разделить на два класса:

- проектные аварии - аварии, для которых проектом определены исходные и конечные состояния и предусмотрены системы безопасности (активные и пассивные), обеспечивающие ограничения масштабов воздействия утечек нефти на население прилегающих территорий в установленных пределах;
- запроектные аварии - аварии, вызванные неучтёнными в проекте исходными состояниями и сопровождающиеся дополнительными, по сравнению с проектными авариями, отказами систем безопасности и ошибочными действиями персонала, приведшими к катастрофическим последствиям.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Оценка вероятности возникновения ЧС на магистральном нефтепроводе

Существует два вида сценариев развития возможной ЧС: наиболее вероятный и с наибольшими последствиями. Для ЧС с разливом нефти наиболее вероятно протекание ЧС без воспламенения, в этом случае образуется облако опасных для человека концентраций паров нефти. Сценарий с наибольшими последствиями менее вероятен, но влечет за собой большие потери – это пожар или взрыв пролива нефти.

Значит, чтобы уменьшить возникновения ЧС и повысить устойчивость объекта проводятся следующие мероприятия:

1. Организация технической диагностики оборудования, коммуникаций, их техническое обслуживание и ремонт;
2. Использование современных приборов контроля и сигнализации;
3. Проведение периодических и внеочередных инструктажей с обслуживающим персоналом, медицинских обследований работников на предмет соответствия их здоровья установленным требованиям;
4. Соблюдение всех правил и требований работы с оборудованием, неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Согласно ТК РФ, N 197 - ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

– отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

– обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

– обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

– личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

– внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

– гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

– повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса.

В данном случае рабочее место, это полевые условия на трассе магистрального нефтепровода, «N»: установка полевого городка, место стоянки техники, рабочий приямок, площадка хранения оборудования и т.д.

Смысл заключения в том что, социальная ответственность определяет сознательные отношения как человека так и общества. Думаю что, социальная ответственность должна быть обязательной частью на каждом предприятии и организации, потому как социальный прогресс общества и социальная необходимость включает в себя и гражданский долг и социальные задачи, нормы и ценности, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп. Можно сказать одной фразой, что социальная ответственность обязательства перед семьей, друзьями и обществом в целом.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Глава 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Для того, чтобы произвести анализ потребителей результатов исследования, необходимо определить целевой рынок, на котором будет продаваться разработка, и провести его сегментирование.

В данном случае целевыми потребителями являются предприятия нефтегазовой промышленности, занимающиеся строительством, эксплуатацией и обслуживанием объектов транспорта нефти и газа.

Сегментировать рынок услуг по строительству и техническому обслуживанию подводных переходов магистральных трубопроводов можно следующим образом:

- вид транспортируемой продукции (нефть, нефтепродукты, природный газ);
- характеристика водного объекта (в зависимости от ширины и глубины рек);
- географическое положение и геологические условия участков трубопровода (характер рельефа, заболоченная местность, участки вечной мерзлоты, горные реки);
- тип работ (проведение инженерных изысканий, строительство, техническое обслуживание и ремонт, диагностика);
- размер компании – заказчика.

При продвижении проекта следует ориентироваться на предприятия, эксплуатирующие участки нефтегазопроводов, пересекающие водные преграды, а также организации, занимающиеся проектированием и строительством трубопроводных систем и проведением инженерных изысканий.

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой участка			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Нурмамедов Д.А.</i>			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					55	80
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ ИШПР гр. 3-2Б4А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

В будущем могут быть привлекательны сегменты рынка, эксплуатирующие трубопроводы, прокладываемые в сложных природных условиях (участки вечной мерзлоты и горные реки); а также предприятия, занимающиеся инновациями в области строительства и диагностики трубопроводов.

6.1 Анализ сегмента потребительского рынка

Сегмент потребительского рынка – это потребители, имеющие схожие предпочтения при выборе товаров и сходно реагирующие на мероприятия по формированию спроса. Предполагается, что это потенциальные покупатели, имеющие схожие потребности в предлагаемой продукции.

Вариантов сегментации потребительского рынка может быть столько же, сколько критериев для выделения устойчивых групп потребителей. Однако *главный критерий – отношение потенциальных потребителей к предлагаемому товару.*

При этом не столь важно, какими характеристиками (пол, возраст, доходы и т.п.) обладают потенциальные покупатели. Гораздо важнее, как они относятся к товару. Например, часть покупателей не покупает молоко из-за слишком большой упаковки (1 л), или из-за малой жирности, или из-за использованного при изготовлении продукта сухого концентрата. Выбор покупателей в пользу предлагаемого товара будет лишь тогда, когда товар будет соответствовать индивидуальным запросам каждого покупателя. Неудовлетворённые потребители и есть неохваченные сегменты рынка.

Анализ сегмента (сегментирования) потребительского рынка, является базовой частью маркетинговой деятельности, её внутренняя составляющая, не менее важная, чем непосредственное продвижение товаров. Умение самостоятельно анализировать рыночные возможности и сегментировать рынки является первым признаком квалифицированного маркетолога.

6.2 Карта сегментирования рынка

Сегментация рынка – это метод маркетинга, с помощью которого предприятие делит рынок продукции по значимым для себя признакам на сегменты, представляющие собой обособленные целевые аудитории.

Сегментирование рынков призвано выявить неудовлетворённые потребности клиентов и вовремя предложить товар целевым группам покупателей.

Таблица 6.1. Сегментирование рынка

то ва р	Объём продаж		Доля продаж		Удовлетворяемые потребности, функционал		Ценовой сегмент				Производитель бренд			
	д.ед	шт.	д.ед	шт.	1	2	lux	pre mi um	me di um	mas s	G	N		
A														
B														
	Σ	Σ	100 %	100 %	Итого: Процент от общего числа по каждому признаку сегментирования									

6.3 Анализ конкурентных технических решений

С помощью анализа конкурентных технических решений можно оценить степень научной новизны, определить сильные и слабые стороны создаваемой методики, тем самым дать ей оценку на фоне конкурентов и их возможностей, которым придется противостоять. Оценочная карта данного анализа отображена в таблице 6.2.

Таблица 6.2.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							
1. Использование менее ресурсозатратного оборудования	0,15	5	3	5	0,75	0,45	0,75
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,06	4	4	3	0,24	0,24	0,18
3. Меньшее количество отходов	0,15	4	2	3	0,6	0,3	0,45
4. Энергоэкономичность	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
5. Безопасность	0,09	5	5	5	0,45	0,45	0,45
6. Простота эксплуатации	0,04	5	5	5	0,2	0,2	0,2
7. Качество интеллектуального интерфейса	0,02	1	1	1	0,02	0,02	0,02
8. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,06	4	4	4	0,24	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
2. Цена	0,07	5	2	5	0,35	0,14	0,35
3. Финансирование научной разработки	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
4. Срок выхода на рынок	0,03	5	3	3	0,15	0,09	0,09
5. Наличие сертификации разработки	0,06	4	5	5	0,24	0,3	0,3
Итого	1				4,39	3,58	4,08

Анализ конкурентных технических решений определяется по формул

$$K = \sum V_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

К конкурентным преимуществам производимого продукта, можно отнести: высокое качество продукта, сокращение производственного цикла, высокую конкурентоспособность продукта и уровень проникновения на рынок. Эти качества помогут завоевать доверие покупателей путем предложения товара высокого качества со стандартным набором определяющих его параметров.

6.4 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно – исследовательский проект.

Таблица 6.3.Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценки качества разработки					
Энергоэффективность	0,20	93	100	0,93	0,186
Надежность	0,15	95	100	0,95	0,1425
Ремонтопригодность	0,20	100	100	1,00	0,2
Безопасность	0,20	96	100	0,96	0,192
Длительность производственного цикла	0,10	97	100	0,97	0,097
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
Цена	0,10	94	100	0,94	0,094
Перспективность рынка	0,05	95	100	0,95	0,0475
Итого	1				0,959

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется

					Лист
					59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot \bar{B}_i$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

\bar{B}_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение показателя P_{cp} является 95,9%, что позволяет говорить о перспективах и качестве проводимого ремонта магистрального нефтепровода.

6.5 SWOT- анализ

SWOT– анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT– анализа представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4. Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Отлаженная схема проведения работ С2. Применение современных технологических решений С3. Опытный персонал С4. Система контроля качества и выполнения работ</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Возможное появление чрезвычайных ситуаций Сл2. Значительные финансовые затраты Сл3. Значительные временные сроки выполнения работ Сл4. Большой срок поставок материалов</p>
<p>Возможности: В1. Появление потенциального спроса на выполнение ремонтных работ В2. Обеспечение</p>	<p>Применение современных технологий и систем контроля обеспечит конкурентоспособность.</p>	<p>Большой срок поставок материалов может привести к простоям, что еще более увеличит срок выполнения работ. Выполнение сложных и</p>

безопасной дальнейшей эксплуатации В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных проектов		опасных работ, может привести к травмам персонала, порче оборудования, нарушению экологии.
Угрозы: У1. Несвоевременное финансовое обеспечение У2. Плохие метеоусловия У3. Некачественные материалы	Плохие метеоусловия предполагают применение особых технологий выполнения работ, для контроля качества материалов используются современное оборудование и методы.	Несвоевременное финансирование может привести к задолженностям по заработной плате, а некачественные материалы могут повлиять на безопасность и надежность проекта.

Для более четкого понимания взаимосвязей в таблице SWOT– анализ реализуем интерактивные матрицы проектов

Таблица 6.5.Интерактивная матрица проекта (сильные стороны)

	Сил1	Сил2	Сил3
В1	+	+	+
В2	0	+	+

Таблица 6.6.Интерактивная матрица проекта (слабые стороны)

	Слаб1	Слаб2
У1	+	+
У2	+	+
У3	-	-

6.6 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Поскольку разработка находится на начальной стадии проведения научных исследований, видится логичным применение морфологического подхода для определения возможных альтернатив проведения научных

исследований.

Таблица 6.7. Нормативы

	1	2	3	4
А. Сталь	13ХФА	09ГСФ	09Г2С	20А
Б. Класс прочности	К52	К52	К48	К50
В. ПО для построения профиля	Geocontext-Profile	lotworks	GeoniCS	Profil-n
Г. Нормативная документация	ГОСТ Р 55990-2014	СП 284.1325800.2016	СП 34-116-97	РД 39-132-94

С точки зрения эстетики выбрано решение А4Б1В2Г4;

С точки зрения технологичности и экономической выгоды выбрано решение А2Б2В1Г1;

С точки зрения функциональности, технологичности, эстетики и экономической выгоды более приемлимым выбрано решение А1Б2В2Г1, которое и будет в дальнейшем реализовано.

6.7 Структура работ в рамках научного исследования

Группа участников состоит из студента и руководителя. Для выполнения научного исследования сформировали ряд работ, назначили должность исполнителя для каждого этапа работы.

Таблица 6.8. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Исполнитель
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель, студент
	3	Изучение уже существующих решений и аналогов в данной области	Студент
	4	Проведение обзора литературы	Студент
	5	Выбор направления исследований	Руководитель
	6	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	7	Выполнение расчетов	Студент
Теоретические и экспериментальные исследования	8	Выбор и описание метода исследования	Студент
	9	Исследование по части «Социальная ответственность»	Студент, координатор по части «Социальная ответственность»

6.8 Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения трудоемкости работ будем использовать такие показатели как ожидаемое значение трудоемкости, продолжительность каждой работы, продолжительность выполнения i – ой работы в календарных днях, коэффициент календарности.

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ применяется следующая формула:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5}, \quad (3)$$

где t_{min} – минимальная трудоемкость i -ой работы, чел/дн.;

t_{max} – максимальная трудоемкость i -ой работы, чел/дн.

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

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{p_i} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4)$$

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

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел. дн.;

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

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни (формула 5).

$$T_{кi} = T_{p_i} \cdot k_{кал}, \quad (5)$$

где $T_{кi}$ – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
(Т)

p_i – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; (кал)

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле 6:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (6)$$

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

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

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

Коэффициент календарности: $k_{кал} = 365 / (365 - 119) = 1,48$.

Таблице 6.9.Расчеты по трудоемкости выполнения работ приведены

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители		Длит-ть работ в рабочих днях T_{pi}		Длит-ть работ в календарных днях T_{ki}	
	$t_{\min i}$ чел-дни		$t_{\max i}$ чел-дни		$t_{\text{оэ}i}$ чел-дни							
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2
Выбор направления научного исследования	3	3	4	4	3,4	3,4	2	2	1,7	1,7	2,52	2,52
Составление и утверждение технического задания	5	6	7	8	5,8	6,8	1	1	5,8	6,8	8,58	10,06
Календарное планирование работ по теме	1	1	2	2	1,4	1,4	3	3	0,47	0,47	0,70	0,70
Подбор и изучение материалов по теме	15	17	19	21	16,6	18,6	2	2	8,3	9,3	12,28	13,76
Изучение уже существующих решений в данной области	5	6	7	8	5,8	6,8	3	3	1,93	2,67	2,86	3,95
Выполнение расчетов	25	25	30	30	27	27	3	3	9	9	13,32	13,32

Выбор и описание материала и способа изготовления	25	25	27	27	25,8	25,8	2	2	12,9	12,9	19,09	19,09
Создание изделия	25	26	27	28	25,8	26,8	2	2	12,9	13,4	19,09	19,83
Оценка эффективности полученных результатов	10	10	15	15	12	12	2	2	6	6	8,88	8,88
Составление пояснительной записки	15	15	17	17	15,8	15,8	2	2	7,9	7,9	11,69	11,69
Подготовка презентации дипломного проекта	5	5	7	7	5,8	5,8	2	2	2,9	2,9	4,29	4,29
Итого	144	151	177	184	157,2	144	-	-	75,8	80,04	112,18	118,46

На основе таблицы построен календарный план – график (таблица) по длительности исполнения работ в рамках научно – исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени дипломирования.

Календарный план – график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				март			апрель			май			июнь		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Выбор направления исследований	Руководитель	3												
2	Составление технического задания	Руководитель	4												
3	Планирование работ	Руководитель	4												
4	Подбор, изучение материалов	Бакалавр	53												
6	Проведение теоретических расчетов	Руководитель, бакалавр	9												
8	Оценка эффективности и результатов	Руководитель, бакалавр	2												
10	Оформление отчета	Бакалавр	9												

 – руководитель  – бакалавр

6.9 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Бюджет научно – технического исследования должен быть основан на достоверном отображении всех видов расходов, связанных выполнением проекта.

В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- контрагентные расходы;

•накладные расходы.

6.10 Расчет материальных затрат НТИ

Для вычисления материальных затрат воспользуемся следующей формулой 7:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i}, \quad (7)$$

где m – количество видов материальных ресурсов;

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно – заготовительные расходы.

Для разработки данного научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы: компьютер, лицензия на ПО, учебные пособия, бумага А4, ручка.

Таблица 6.10.Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за ед. руб.		Затраты на материалы, (Z _м), руб.	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Компьютер	шт.	1	1	46200	46200	46200	46200
Лицензия на ПО	шт.	1	1	4699	6799	4699	6799
Учебные пособия	шт.	1	1	2200	3200	2200	3200
Бумага А4	шт.	50	50	5	5	250	250
Ручка	шт.	2	2	75	75	150	150
Итого:						50607	55377

6.11 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату (формула 8):

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (8)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле 9:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (9)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5–дневная неделя;
- при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6–дневная неделя;
- при отпуске в 72 раб. дней $M = 9,6$.

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно–технического персонала, раб. дн. (таблица 6.11).

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

Таблица 6.11.Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней – выходные дни – праздничные дни	119	119
Потери рабочего времени – отпуск – невыходы по болезни	48	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	198	174

Месячный должностной оклад работника (формула 10):

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (10)$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_{tc});

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15–20% от Z_{tc});

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 6.12.

Таблица 6.12.Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_{tc} , руб.	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.		$Z_{осн}$, руб.	
					Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Руководитель	1530,5	1,3	1989,65	104,5	46	48	4807	5016
Студент	1000	1,3	1300	71,7	177	184	12690,9	13192,8
Итого:							30188,8	31401,6

6.12 Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата включает заработную плату за не отработанное рабочее время, но гарантированную действующим законодательством. Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле 11:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (11)$$

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

$k_{\text{доп}}$ равен 0,12.

Результаты по расчетам дополнительной заработной платы сведены в таблицу 6.13.

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

Таблица 6.13. Затраты на дополнительную заработную плату

Исполнители	Основная зарплата (руб.)		Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{\text{доп}}$)	Дополнительная зарплата (руб.)	
	Исп.1	Исп.2		Исп.1	Исп.2
Руководитель	4807	5016	0,12	576,84	601,92
Студент	12690,9	13192,8	0,12	1522,91	1583,14
Итого:				3622,66	3768,20

6.13 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из формулы 12:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (12)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2015 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212–ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212–ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2015 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 6.14

Таблица 6.14. Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб		Дополнительная заработная плата, руб	
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Руководитель	4807	5016	576,84	601,92
Студент	12690,9	13192,8	1522,91	1583,14
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1%, Для работников сферы образования.			
Итого				

Исп.1	5310,96
Исп.2	5526,74

По таблице видно, что на исполнение 1 потратиться 5310,96 руб., а на исполнение 2 – 5526,74 руб.

6.14 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов, оплата услуг связи, электроэнергии и т.д. Их величина определяется по формуле 13:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}} \quad (13)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов равна 16%.

Исполнение 1: $(94561,9 \cdot 0,16) = 15129,90$.

Исполнение 2: $(101097,74 \cdot 0,16) = 16175,64$.

6.15 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно – исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 6.15.

Таблица 6.15. Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Исп.1	Исп.2
1. Материальные затраты НИИ	50607	55377
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	30188,8	31401,6
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	3622,66	3768,20
4. Отчисления во внебюджетные фонды	5310,96	5526,74
5. Накладные расходы	15129,90	16175,64
Бюджет затрат НИИ	104859,32	112249,18

В результате полученных данных в пунктах 3.4.1 – 3.4.6, был рассчитан бюджет затрат научно–исследовательской работы для двух исполнителей. Наиболее низким по себестоимости оказался проект первого исполнителя, затраты на его полную реализацию составляют 104859,32 рублей.

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

Для определения интегрального показателя эффективности научного исследования необходимы показатели финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как (формула 14):

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (14)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Рассчитаем интегральный финансовый показатель:

$$I_{\text{финр.1}} = \frac{104859,32}{112249,18} = 0,93$$

$$I_{\text{финр.2}} = \frac{112249,18}{112249,18} = 1$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом (формула 15):

$$I_{\text{р-исп}i} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (15)$$

где $I_{\text{р-исп}i}$ – 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.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме и таблице 6.16.

Таблица 6.16. Сравнительная оценка характеристик вар. исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	4
2. Удобство в эксплуатации	0,10	5	5
3. Энергосбережение	0,15	4	4
4. Надежность	0,25	4	4
5. Воспроизводимость	0,30	5	5
6. Материалоемкость	0,10	4	5
ИТОГО	1	4,4	4,5

$$I_{\text{р-исп}1} = 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,1 = 4,4;$$

$$I_{\text{р-исп}2} = 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,1 = 4,5.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения

разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}} = \frac{4,4}{0,93} = 4,73$$

$$I_{исп.2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}} = \frac{4,5}{1} = 4,5 \quad (16)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволяет определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср}$, формула 17):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (17)$$

Сравнительная эффективность разработки, представлена в таблице 6.17.

Таблица 6.17. Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп.1	Исп.2
Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,4	4,5
Интегральный показатель эффективности	4,73	4,5
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,05	1

В результате проделанной работы были выполнены анализ и расчет основных параметров для реализации успешного конкурентоспособного проекта. В процессе было выбрано два исполнения для данной продукции, отличающихся используемым для изготовления материалом и соответственно количеством времени на изготовление (в рабочих и календарных днях) и финансовыми расходами. В процессе исследовательской работы был проанализирован рынок потенциальных потребителей для изготавливаемой продукции, рассмотрены конкурентные решения, проведен SWOT-анализ, выявлен коммерческий потенциал разработки. Был обозначен календарный план-график выполнения работ и в соответствии с ним были посчитаны

основная, дополнительная и обычная заработные платы для руководителя и исполнителя. Также были рассчитаны материальные затраты для трех исполнений и финансовая и ресурсоэффективность.

Бюджет затрат НТИ исполнения 1 равен 104859,32руб., для исполнения 2 составил 151646,61 рублей. Наименее затратным является первое исполнение при реализации проекта. По сравнительной оценке эффективности наиболее эффективным является первое исполнение.

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

Заключение

Капитальный ремонт виртуального магистрального нефтепровода «N» с заменой участка трубы и установкой защитного «кожуха» выполнялся с целью повышения надежности эксплуатационной способности нефтепровода, для дальнейшей его эксплуатации и снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций на данном участке.

Капитальный ремонт магистрального нефтепровода является сложным процессом производства работ с большим и трудоемким количеством технологических операций и привлечением специальных технических ресурсов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой участка			
Разраб.		Нурмамедов Д.А			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					78	80
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР гр. 3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Список литературы

1. СНиП 23–01–99*/ СП 131.13330.2012 Строительная климатология.
2. ГОСТ 34366-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Контроль качества строительно-монтажных работ. Основные положения.
3. СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты"
4. РД 153-39.4-056.00. Руководящий документ. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
5. ВСН 31-81. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов министерства нефтяной промышленности.
6. ОР-13.040.00-КТН-006-12 Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
7. СНиП 34.13330.2016 Автомобильные дороги.
8. ГОСТ Р 52290-2004 Технические средства организации дорожного движения. Знаки дорожные. Общие технические требования.
9. ГОСТ Р 52290-2014 Технические средства организации дорожного движения. Знаки дорожные. Общие технические требования.
10. ГОСТ 33228-2015 Трубы стальные сварные общего назначения. Технические условия.
11. СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы.
12. Интернет ресурс: [portal.tpu.ru/Personal/Pages/Чухарева Наталья Вячеславовна](http://portal.tpu.ru/Personal/Pages/Чухарева_Наталья_Вячеславовна) Курс лекций: ПРОМЫШЛЕННАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА;
13. Интернет ресурс: studbooks.net/...voprosy_obespecheniya_bezопасnosti Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой участка			
Разраб.		Нурмамедов Д.А.			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				79	80	
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР гр. 3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

14. Нормативные ссылки: РД-153-39.4-056-00 «ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ»;
15. Нормативные ссылки: ТК РФ, N 197 – ФЗ "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001;
16. Нормативные ссылки: ГОСТ 12.1.005-01 «Система стандартов безопасности труда»;
17. Нормативные ссылки: СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства».

					Список литературы	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80