

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа»

УДК 622.692.4.053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Фролова Анна Викторовна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14),</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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
2ББА	Фроловой Анне Викторовне

Тема работы:

«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-81/с от 28.02.2020
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Условным объектом исследования является линейная часть магистрального нефтепровода «4120» диаметром 530 мм.

<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>	<p>Технология проведения ремонтно-восстановительных работ в условиях болот II и III типа, расчет нефтепровода на прочность и устойчивость против всплытия, расчет балластирующих конструкций, расчет НДС нефтепровода с применением программ Ansys и Inventor.</p>
--	--

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна, доцент
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	20.12.2019
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Фролова Анна Викторовна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Фролова Анна Викторовна

Школа	ИШПР	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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>Стоимость ресурсов научного исследования на выполнение работ: материальные затраты НТИ – 147539 руб., затраты на специальное оборудование – 3000 руб., основная заработная плата – 74888 руб., дополнительная заработная плата – 8986,56 руб., отчисления на социальные нужды -22730 руб., накладные расходы – 41142,9 руб.</p>
<p>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</p>	<p>Единые нормы амортизационных отчислений по постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 (ред. от 07.07.2016); Оклад руководителя ВКР-приказ №5994 от 25.06.2016 «Должностные оклады ППС и педагогических работников с 01.06.2016 г.»; Приказ Минтруда России от 30.12.2016 № 851н «Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» и др.</p>
<p>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</p>	<p>Ставка налога на прибыль 20 % Налог на добавленную стоимость 20 % Отчисления во внебюджетные фонды 27,1 %</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. Выполнение SWOT-анализа проекта</p>
<p>2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований</p>	<p>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение</p>

	заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности исследования оценки работоспособности кольцевых сварных соединений
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Таблицы: <ul style="list-style-type: none"> • Оценочная карта для сравнения конкурентных решений • Матрица SWOT • Интерактивная матрица проекта • Перечень этапов, работ и распределение исполнителей • Временные показатели проведения научного исследования • Календарный план-график проведения НИОКР по теме • Материальные затраты • Затраты на приобретения спецоборудование • Баланс рабочего времени • Основная заработная плата • Отчисления во внебюджетные фонды • Расчет бюджета затрат НТИ • Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта • Сравнительная эффективность разработки 2. Рисунки: <ul style="list-style-type: none"> • Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг 	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Фролова Анна Викторовна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Фролова Анна Викторовна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: магистральный нефтепровод.</p> <p>Область применения: линейная часть магистрального нефтепровода в условиях болот.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 16.12.2019) 2. ПБ 08624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности 3. ПОТ Р О-112-002-98 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепродуктов 4. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности. 5. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997г. с изменениями от 7.08.2000
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе 2. Загазованность рабочей зоны 3. Повышенный уровень шума <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Пожаровзрывоопасность 2. Механические травмы
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Атмосфера: испарение фракций нефти.</p> <p>Гидросфера: попадание нефти в водоемы.</p>

	Литосфера: повреждения и загрязнения почв.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: пожары, наводнения, аварии техногенного характера. Наиболее типичная ЧС: взрыв на трубопроводе.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Фролова Анна Викторовна		

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»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2020	<i>Введение</i>	10
28.03.2020	<i>Обзор литературы</i>	10
15.04.2020	<i>Рассмотрение технологий ремонтно-восстановительных работ в условиях болот II и III типа</i>	25
29.04.2020	<i>Расчетная часть</i>	20
05.05.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
12.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
19.05.2020	<i>Заключение</i>	5
25.05.2020	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 122 с., 24 рис., 27 табл., 39 источников.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, дефекты нефтепровода, методы ремонта дефектов, врезка и вырезка катушки, напряженно-деформированное состояние нефтепровода.

Объектом исследования является (ются) линейная часть магистрального нефтепровода «4120».

Цель работы – анализ технологии проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа.

В процессе исследования проводились расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость против всплытия, расчет балластирующих конструкций, расчет напряженно-деформированного состояния нефтепровода. Рассмотрены дефекты нефтепровода и технологии ремонтных работ в условиях болот II и III типа. Приведены мероприятия по охране труда, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был проведен расчет напряженно-деформированного состояния при мониторинге пространственного положения нефтепровода с применением программ Inventor и Ansys. На основании полученных результатов было выявлено при каких значениях упругого изгиба нефтепровод не обладает достаточным запасом прочности и нуждается в проведении ремонтных работ.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: подготовительные работы, земляные работы, изоляционные работы, обеспечение герметизации полости труб, сварочные работы, проверка на прочность и устойчивость против всплытия, балластировка трубопровода, проверка напряженно-деформированного состояния, определение запаса прочности.

Область применения: при эксплуатации магистральных трубопроводов.

Экономическая эффективность/значимость работы методика расчета напряженно-деформированного состояния нефтепровода снижает затраты при проведении мониторинга состояния нефтепровода.

В будущем планируется разработка рекомендаций по повышению прочности нефтепровода в условиях болот.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Разраб.		Фролова А.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никкульчиков В.К.					11	122
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

выборочный ремонт: Локальный ремонт линейной части нефтепровода с целью ликвидации дефектов на ограниченном участке нефтепровода.

вырезка: Метод ремонта, заключающийся в удалении из трубопровода секции или участка секции с дефектом и замене катушкой.

дефект магистрального трубопровода: Геометрическое отклонение параметра трубы, сварных швов, качества материала трубы, не соответствующее требованиям действующих нормативных документов, возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации трубопровода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные трубопроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем.

капитальный ремонт: Ремонт, характеризующийся комплексом технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого нефтепровода до проектных характеристик с учетом требований действующих нормативных документов.

катушка: Часть трубы длиной не менее диаметра и не более длины заводской секции трубы, ввариваемая в нефтепровод с помощью двух кольцевых стыков или вырезаемая из нефтепровода с помощью двух кольцевых резов.

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фролова А.В.			Термины и определения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					12	122
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

магистральный нефтепровод: Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки подготовленной нефти/нефтепродуктов от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалки их на автомобильный, железнодорожный или водный виды транспорта, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода.

сварка: Получение неразъемных соединений посредством установления межатомных связей между соединяемыми частями при их нагревании и (или) пластическом деформировании.

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения:

ГВВ – горизонт высоких вод;

ГВС – газоздушная смесь;

ГРК – герметизатор резинокордный;

КПП СОД – камера пуска и приема средств очистки и диагностирования;

КСУ – канатно-скреперная установка;

МН – магистральный нефтепровод;

МРТ – машина для резки труб;

МТ – магистральный трубопровод;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ПКГУ – полимерконтейнерный грунтозаполненный утяжелитель;

ППР – план производства работ;

ТУ – технические условия;

УБО – утяжелитель бетонный охватывающий;

УТК – утяжелитель железобетонный магистрального трубопровода кольцевой;

УЧК – утяжелитель чугунный кольцевой.

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фролова А.В.			Обозначения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никкульчиков В.К.					14	122
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Оглавление

Введение	19
1. Дефекты нефтепровода	21
1.1 Дефекты геометрии трубы	21
1.2 Дефекты стенки трубы.....	22
1.4 Недопустимые соединительные детали	24
1.5 Комбинированные дефекты на участке секции	24
2. Методы ремонта дефектов нефтепровода.....	26
2.1 Шлифовка	26
2.2 Заварка дефектов	27
2.3 Вырезка дефекта (замена катушки).....	28
2.4 Установка ремонтных муфт	29
3. Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода.....	31
3.1 Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия.....	31
3.2 Капитальный ремонт с заменой труб	32
3.3 Выборочный ремонт	33
4. Ремонтные работы в условиях болот.....	36
4.1 Классификации болот	36
4.2 Порядок проведения ремонта дефектов.....	37
4.3 Земляные работы.....	38
4.3.1 Разработка и обустройство ремонтного котлована на болотах II и III типа	39
4.3.2 Амбары и резервуары для временного хранения нефти и нефтепродукта	40
4.3.4 Засыпка трубопровода на болотах	42
4.4 Машины для работы на заболоченных и обводненных участках	43

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фролова А.В.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					15	122
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

4.4.1	Экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью.....	43
4.4.2	Бульдозеры с сильно развитой опорной поверхностью.....	44
4.4.3	Канатно-скреперные установки	45
4.5	Изоляция	46
4.6	Применение герметичных камер	48
5.	Ремонтные работы на примере условного объекта «4120» методом врезки и вырезки «катушки»	51
5.1	Характеристика условного объекта.....	51
5.3	Порядок организации работ по вырезке катушек	52
5.3.1	Вырезка катушки с применением машин для резки труб.....	52
5.3.2	Вырезка катушки с применением энергии взрыва	54
5.4	Герметизация полости труб	55
5.5	Проведение сварочно-монтажных работ	56
6.	Расчетная часть	59
6.1	Определение толщины стенки нефтепровода	60
6.2	Определение переменных параметров (модуль Юнга и коэффициент Пуассона).....	62
6.3	Проверка трубопровода на прочность	63
6.4	Расчет на устойчивость трубопровода против всплытия.....	64
6.5	Расчет балластировки трубопровода различными конструкциями	67
6.5.1	Балластировка одиночными кольцевыми чугунными утяжелителями	68
6.5.2	Балластировка железобетонными утяжелителями охватывающего типа	70
6.5.3	Балластировка бескаркасными полимерконтейнерными грунтозаполненными утяжелителями охватывающего типа	72
7.	Мониторинг пространственного положения нефтепровода	76
7.1	Расчет НДС при мониторинге пространственного положения нефтепровода с применением программ Inventor и Ansys	77

7.1.1	Подготовительный этап расчета НДС	77
7.1.2	Расчет НДС при мониторинге состояния нефтепровода в зависимости от перемещения.....	80
7.1.3	Расчет НДС при мониторинге состояния нефтепровода в зависимости от прикладываемой силы	83
8.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	87
8.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	87
8.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	87
8.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	88
8.1.3	SWOT-анализ	90
8.2	Планирование научно-исследовательских работ	94
8.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	94
8.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ	95
8.2.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	96
8.3	Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	99
8.3.1	Расчет материальных затрат НТИ.....	99
8.3.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.....	100
8.3.3	Основная заработная плата исполнителей темы	101
8.3.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	103
8.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	103
8.3.6	Накладные расходы	104
8.3.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	104
8.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	105

					Оглавление	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9. Социальная ответственность	108
9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	109
9.1.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства	109
9.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ...	110
9.2 Производственная безопасность.....	111
9.2.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению	112
9.2.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	114
9.3 Экологическая безопасность	115
9.3.1 Воздействие на атмосферу.....	115
9.3.2 Воздействие на гидросферу	116
9.3.3 Воздействие на литосферу	116
9.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	117
Заключение.....	119
Список использованных источников.....	120

Введение

Трубопроводный транспорт является важнейшим сектором в нефтегазовой отрасли России и играет важную роль в современной экономике, поскольку от транспортировки нефти зависит состояние топливно-энергетического комплекса страны.

В современном мире невозможно представить транспортировку нефти без использования высокотехнологичных процессов. Однако необходимо постоянно поддерживать состояние магистральных нефтепроводов в соответствии с требованиями промышленной безопасности, ввиду того что с течением времени происходит процесс старения, состояние участков трубопровода ухудшается, появляются повреждения в местах дефекта металла, образованные при изготовлении.

Для безопасной эксплуатации нефтепроводов необходимо проводить оценку технического состояния трубопроводов, поскольку они являются опасными производственными объектами и отказ в работе может привести к серьезным последствиям, включая простой всего магистрального нефтепровода. Решением по обеспечению безотказной работы трубопровода является проведения ремонтных работ.

Однако проведения ремонтных работ усложняется в районах Крайнего Севера, поскольку в данных местах трубопроводы проложены через болота. Ремонт трубопроводов в условиях болот усложняется по причине слабонесущих грунтов, обводненности территории, сложности доставки материалов и специальной техники к месту ремонтных работ, а также влияние сурового климата в данных районах. Данные затруднения требуют специального подхода в проведении ремонтных работ для исключения

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фролова А.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					19	122
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

возникновения отказов и бесперебойного функционирования на магистральных нефтепроводах в условиях болот.

Целью данной работы является анализ технологии проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) Изучение нормативно-технической документации и литературных источников в области проведения ремонтно-восстановительных работ в условиях болот;
- 2) Анализ дефектов и видов ремонта нефтепровода;
- 3) Рассмотрение ремонта в условиях болот методом вырезки и врезки катушки;
- 4) Расчет трубопровода на прочность, устойчивость против всплытия и определение балластировки трубопровода;
- 5) Расчет НДС трубопровода с применением программ Inventor и Ansys.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1. Дефекты нефтепровода

Одной из основных причин снижения надежности магистрального нефтепровода является образование и накопление дефектов на секциях трубопровода. Дефект магистрального трубопровода – это отклонение геометрического параметра трубы, сварного шва, качества материала трубы, не соответствующее требованиям действующих нормативных документов, возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации трубопровода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные трубопроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем.

Согласно РД-23.040.00-КТН-011-11, выделяют следующие дефекты секций нефтепроводов:

- 1) Дефекты геометрии труб;
- 2) Дефекты стенки трубы;
- 3) Дефекты сварного шва;
- 4) Комбинированные дефекты;
- 5) Недопустимые конструктивные элементы [6].

1.1 Дефекты геометрии трубы

Дефекты геометрии трубы – это такие дефекты, у которых происходит изменение формы трубы. В их число входят такие дефекты как гофр, вмятина и сужение (овальность).

Гофр – дефект, характеризующийся уменьшением проходного сечения

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фролова А.В.			Дефекты нефтепровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					21	122
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					ТПУ гр. 2Б6А			

трубы, которое сопровождается чередующимися выпуклостями и вогнутостями стенки, вследствие потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси трубопровода.

Вмятина - дефект, характеризующийся местным уменьшением проходного сечения трубы без излома оси трубопровода, образовавшееся вследствие поперечного механического воздействия.

Сужение (овальность) - дефект, характеризующийся сужением сечения трубы длиной 1,5 номинального диаметра трубы и более, вследствие которого сечение трубы будет иметь отклонение от окружности, при этом отношение номинального наружного диаметра D_n к номинальному измеренному наружному диаметру d составляет 2% и более [6].

1.2 Дефекты стенки трубы

Дефекты стенки трубы характеризуются изменением толщины и структуры стенки трубы. В их число входят такие дефекты как потеря металла, уменьшение толщины стенки, риска, расслоение, трещина.

Потеря металла - дефект, вследствие которого уменьшается толщина стенки трубы из-за коррозионного повреждения. Локализацией данного дефекта может быть как внешняя, так и внутренняя часть нефтепровода.

Уменьшение толщины стенки – дефект, при котором происходит сужение толщины стенки нефтепровода, полученной в результате изготовления горячекатаной трубы или технологического дефекта проката.

Риска – поверхностный дефект в виде углубления неправильной формы и произвольного направления, который образуется вследствие механических повреждений, таких как складирование и транспортирование металла. Риска локализуется как снаружи, так и внутри стенки нефтепровода.

Расслоение – дефект, образующийся из-за внутреннего нарушения сплошности металла. Данный дефект разграничивает металл стенки на слои в поперечном, либо продольном направлениях. Расслоения являются

					<i>Дефекты нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

внутренними дефектами и могут быть с выходом на внешнюю или внутреннюю поверхность.

Трещина – дефект, образующийся в результате разрыва металла стенки трубы. Трещины располагаются и на внешней, и на внутренней поверхности трубы [7].

1.3 Дефекты сварного соединения

Дефекты шва и околошовной зоны относятся к дефектам сварного соединения и подразделяются на дефекты поперечных сварных швов (кольцевой шов, содержащий один и более дефектов) и дефекты продольных и спиральных сварных швов.

К дефектам поперечных сварных швов относятся:

- 1) Несплошность плоскостного типа (трещины, несплавления и непровары);
- 2) Аномалия (поры, наплыв, отклонения размеров шва от требований, шлаковые включения);
- 3) Смещение кромок – дефект, в результате которого не совпадают уровни внутренних и наружных поверхностей стенок;
- 4) Косой стык – дефект, в результате которого продольные оси трубы с трубой или с катушкой находятся под углом друг к другу;
- 5) Разнотолщинность стыкуемых труб – дефект, при котором отношение толщины двух стыкуемых секций будет являться больше, чем 1,5.

К дефектам продольных и спиральных сварных швов относятся:

- 1) Несплошность плоскостного типа (трещины, несплавления и непровары);
- 2) Аномалия (поры, утяжины, чешуйчатость, наплывы, отклонения размеров шва от требований НД, шлаковые включения);

					<i>Дефекты нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

3) Смещения сварного шва – дефект, при котором не совпадают уровни расположения внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных листов в стыковых сварных соединениях.

1.4 Недопустимые соединительные детали

Недопустимыми соединительными деталями называются детали не заводского изготовления. К деталям такого типа относятся:

- 1) Заглушки;
- 2) Переходники;
- 3) Отводы;
- 4) Тройники;
- 5) Сварные секторные отводы заводского изготовления, которые изготовлены не по ТУ.

Предельный срок эксплуатации для соединительных деталей не заводского изготовления – 3 суток с момента обнаружения. Ремонт таких деталей производят методом вырезки.

1.5 Комбинированные дефекты на участке секции

Комбинированными называются дефекты, расстояние между границами которых, меньше или равно значению четырех толщин стенки трубы.

К ним относятся:

- 1) Вмятина в сочетании с потерей металла, трещиной, механическим повреждением, различными видами расслоений или касанием кожуха стенки трубы;
- 2) Гофр в сочетании с потерей металла, трещиной, механическим повреждением или различными видами расслоений;

					<i>Дефекты нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

3) Сужение в сочетании с потерей металла, трещиной, механическим повреждением, различными видами расслоений, вмятиной, гофром;

4) Внешняя потеря металла, которая примыкает к месту касания кожухом стенки трубы.

					<i>Дефекты нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

2. Методы ремонта дефектов нефтепровода

Для ремонта дефектов нефтепровода могут использоваться такие методы ремонта как:

- 1) Шлифовка;
- 2) Заварка;
- 3) Установка ремонтной конструкции (муфты, патрубки);
- 4) Вырезка дефекта (замена «катушки» или замена участка).

В остановке перекачки нефти трубопроводы не нуждаются при использовании шлифовки, заварки или установки ремонтных муфт.

Ремонтные конструкции должны быть изготовлены в заводских условиях, в условиях центральных баз производственного обеспечения или ремонтных участков МН по техническим условиям и конструкторской документации, разработанной в установленном порядке и иметь паспорт.

Устранение дефектов при капитальном ремонте выполняется при давлении в нефтепроводе не выше 2,5 МПа.

2.1 Шлифовка

Метод шлифовки заключается в снятии слоя металла для дальнейшего восстановления гладкой формы поверхности трубопровода в местах нахождения дефектов. Снятия слоя металла происходит с помощью шлифования данного слоя металла и может быть использовано при глубине дефекта до 20% от номинальной толщины стенки трубопровода, так как участок глубже не может быть зашлифован. Также при ремонте данным методом давление не может превышать значения 2,5 Мпа [7].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Разраб.		Фролова А.В.			Методы ремонта дефектов нефтепровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					26	122
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Шлифование подходит для дефектов в виде трещин, при аномалиях сварного шва (таких как поры выходящие на поверхность или чешуйчатость), также шлифование используется при расслоениях с выходом на поверхность и при потере металла (риски и коррозия).

При использовании метода шлифовки дефектов сварного шва, а именно тех мест, где приварены шунтирующие перемычки или старые контрольно-измерительные колонки, шлифование выполняется до единой поверхности с трубопроводом.

Участок, который ремонтируется посредством шлифовки, обязан проходить магнитопорошковый, визуальный контроль или контроль с помощью цветной дефектоскопии. Также поверхность, которую подвергает шлифованию, необходимо сделать плавной формы по окончанию работ, снизить концентрацию напряжений и проверить остаточную толщину стенки, которая должна составлять не менее 80% от номинальной.

При использовании метода шлифовки дефектов в виде трещин участок также необходимо проверить на остаточную толщину стенки, которая должна быть от 5 мм и более.

2.2 Заварка дефектов

Метод заварки дефектов заключается в ремонте толщины стенки трубопровода путем наплавки дефектов сварного шва и при потерях металла.

Данный метод используется только в случаях, когда остаточная толщина стенки будет от 5 мм и более, а также запрещено проводить заварку дефектов при незаполненном трубопроводе и наличии более, чем 0,1 МПа избыточного давления.

По окончанию данных работ трубопровод ремонтируемый участок должен иметь ровную поверхность и быть усилен с плавным переходом к основному участку трубопровода не более, чем на 1 мм. А также

					<i>Методы ремонта дефектов нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ремонтируемый дефект после наплавления металла необходимо обработать путем шлифования.

Данный метод подвергается таким же визуальным контролям, как и метод шлифовки, а именно должен быть осуществлен контроль визуальный, ультразвуковой или магнитопорошковый. Необходимо убедиться, что на ремонтируемом участке нет следов коррозии. Для этого должны быть зачищены место повреждения и участки в радиусе не менее двух диаметров.

2.3 Вырезка дефекта (замена катушки)

Вырезкой дефекта является метод ремонта, который основан на вырезки участка или секции и последующей заменой данного участка с дефектом на катушку, которая является без дефектов и не допускается с наличием трещин, рисок, вмятин и закатов.

Данный метод ремонта может использоваться, когда невозможно при использовании муфт обеспечить необходимую степень восстановления трубопровода или же при наличии длины трубы с дефектом, которую будет экономически нецелесообразно ремонтировать методом установки муфт. Также метод используется при наличии у трубопровода сужения проходного диаметра, которое может достигать недопустимых размеров.

При ремонте методом вырезки дефекта, замена катушки допускается при наличии у нее паспорта, маркировки. Также только в соответствии с утвержденной технологической картой, катушка может быть использована и установлена. А трубы, используемые для изготовления катушки должны иметь сертификат и пройти гидравлическое испытания в соответствии с СП 36.13330.2012. Данное испытание проводится с использованием внутреннего давления, которое равняется давлению, вызывающему в стенках трубопровода кольцевое напряжения или быть выше этого давления.

					<i>Методы ремонта дефектов нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Вырезку дефектов необходимо осуществлять согласно нормативным документам, требования которых должны соответствовать вновь строящимся нефтепроводам.

2.4 Установка ремонтных муфт

Для возможности использования данного метода, перед началом работ необходимо обработать дефектную поверхность, для этого с ремонтируемого участка должны быть удалены все изоляционные покрытия.

Также перед началом работ необходимо определить параметры дефекты и его тип с помощью дефектоскопического контроля для выбора точной конструкции, необходимой именно для данного ремонтируемого участка. Данным методом не могут быть допущены муфты с наличием на них задигов, вмятин, трещин и других дефектов. Сами муфты не могут быть больше толщины стенки трубопровода на 20%.

Ремонт методом установки муфт может быть осуществлен путем остановки перекачки, а также без остановки, но при давлениях, которые будут равны наименьшему из давлений: давление из условий технологии по установке данным методом или давление, которое обеспечивает безопасность работ.

Данный метод не может быть использован, если в стенках ремонтируемого участка в результате проверки присутствуют дефекты. Также не допускается использование ремонта при подъеме и опускании трубопровода и наличии давления в трубопроводе более 2,5 МПа.

При использовании данного метода ремонта, устанавливаемая муфта, в зависимости от типа, должна иметь ряд условий. Муфта:

- выбирается исходя от длины дефектного участка и должна перекрывать данное место не менее чем на 100 мм от края;
- выбирается согласно требованиям технологии на установку муфт в зависимости от типа;

					<i>Методы ремонта дефектов нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- у галтельной муфты с короткой полостью, в которой должен находиться поперечный сварной шов выбранного дефекта, длина не может быть более 100 мм;

- у удлиненной галтельной муфты длина цилиндрической части должна быть не более $1,5D_n$;

- у композиционной муфты используемые материалы необходимо испытывать и устанавливать согласно технологии композитно-муфтовой [7].

Данный метод ремонта обязывает использование муфт, сварные швы которых проконтролированы радиографическим или визуальным методами, а при установке на трубопроводе прошедшие ультразвуковой контроль, магнитопорошковый или визуальный.

					<i>Методы ремонта дефектов нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода

Капитальный ремонт разделяется по технологиям и характеру проведения работ на такие виды как:

- ремонт с заменой изоляционного покрытия;
- ремонт с заменой труб;
- выборочный ремонт.

Ремонт с заменой изоляционного покрытия основан на замене всего изоляционного покрытия с последующем восстановлением несущей способности стенки магистрального нефтепровода, если такое является необходимым.

Ремонт с заменой труб основан на замене всего дефектного участка на участок без каких-либо дефектов.

Выборочный ремонт – это локальный ремонт участков трубопровода с опасными и потенциально опасными дефектами стенки по результатам внутритрубных инспекционных снарядов. К такому виду ремонта относятся участки нефтепровода, которые пересекают подземные или наземные коммуникации, а также места, примыкающие к узлам линейной арматуры [3].

3.1 Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия

Способы, осуществляемые при ремонте с заменой изоляционного покрытия, следующие:

- ремонт с подъемом трубопровода в траншее для нефтепроводов, которые имеют диаметр от 219 до 720 мм;
- ремонт с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее для

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фролова А.В.			Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					31	122
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

нефтепроводов, которые имеют диаметр от 219 до 720 мм;

- ремонт без подъема трубопровода с сохранением его положения для нефтепроводов, которые имеют диаметр от 820 до 1220 мм [8].

При выполнении любого из данных ремонтов по замене изоляционного покрытия необходимо уточнять положения трубопровода и снимать плодородный слой почвы, а затем перемещать его во временный отвал. Данные работы необходимо выполнять до замерзания грунта, то есть в теплое время года. Также в этот период года необходимо успеть разрыхлить зону траншеи, провести безотвальную вспашку, а затем ось трассы трубопровода необходимо восстановить.

Если ремонтные работы проходят зимой, то необходимо очищать зоны траншеи и места прохождения техники от снега в объеме суточных работ. Также в это время допускается проводить ремонтно-восстановительные работы, разрабатывать траншею и очищать трубопровод от старого изоляционного покрытия, укладывать трубопровод на дно траншеи, присыпать его и засыпать траншею минеральным грунтом при ремонте с подъемом или присыпать с подбивкой грунта под трубопровод на участках, которые определены ППР, а при ремонте без подъема осуществлять засыпку траншеи минеральным грунтом (с сохранением положения).

Работами, которые следует выполнять после оттаивания отвалов грунта, являются планирование зоны засыпки траншеи и проведение технической рекультивацию плодородного слоя почвы.

3.2 Капитальный ремонт с заменой труб

Возможность проведения капитального ремонта с заменой дефектных участков новыми трубами позволяет полностью восстанавливать линейную часть, но ограничивается ввиду необходимости остановки перекачки продукта, длительности проведения подготовительных, собственно

					<i>Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

ремонтных работ и последующих испытаний трассы перед приемкой в эксплуатацию.

Существуют следующие способы капитального ремонта с заменой труб:

- укладка в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажем последнего;
- укладка в отдельную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций, вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажем заменяемого;
- демонтаж заменяемого трубопровода и укладка вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение [8].

3.3 Выборочный ремонт

На основании результатов оценки технического состояния планируются такие виды ремонта или реконструкции трубопровода как:

- ремонт коротких участков с вырезкой дефектных мест или труб с монтажом катушек или секций труб;
- выборочный ремонт коротких участков трубопровода с ремонтом стенки трубы и сварочных швов с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки) и заменой изоляции.

Выборочный капитальный ремонт участков трубопровода с дефектами, которые подлежат удалению, должен осуществляться путем замены дефектного участка на новый в соответствии с действующими нормативными документами.

Технологические операции при выполнении выборочного ремонта следует выполнять согласно таблице 3.1.

					<i>Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

Таблица 3.1. – Технологические операции при выполнении выборочного ремонта

№ п/п	Технологические операции при выполнении выборочного ремонта
1	Уточнить положение трубопровода
2	Уточнить границы участка, который подлежит ремонту
3	Снять плодородный слой почвы и переместить его во временный отвал
4	Вскрыть трубопровод и разработать траншею ниже нижней образующей трубы
5	Разработать грунт под трубопроводом (с грунтовыми опорами или без них)
6	Очистить трубопровод от старого изоляционного покрытия
7	Визуально осмотреть дефектный участок трубопровода, а при необходимости дополнительно произвести контроль физическими методами
8	Выполнить работы по ремонту дефектных мест (усилить или восстановить стенки трубы, смонтировать муфты кроме замены «катушки», трубы)
9	Нанести изоляционное покрытие и проконтролировать его качество
10	Произвести присыпку с подбивкой грунта под трубопровод и засыпать траншею
11	Произвести техническую рекультивацию плодородного слоя почвы

Поэтапное выполнение выборочного ремонта с заменой «катушки» (трубы), также следует проводить, руководствуясь следующими

					Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

операциями, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Технологические операции при выполнении выборочного ремонта с заменой «катушки»

№ п/п	Технологические операции при выполнении выборочного ремонта с заменой «катушки»
1	вскрыть дефектный участок нефтепровода
2	разработать ремонтный котлован и, при необходимости, котлован для сбора нефти
3	осуществить врезку отводов в ремонтируемый и параллельный нефтепроводы для откачки нефти
4	остановить перекачку и отсечение ремонтируемого участка задвижками
5	осуществить опорожнение ремонтируемого участка от нефти путем закачки ее в параллельный нефтепровод, откачать в мягкие резервуары или в котлован для сбора нефти
6	осуществить врезку дефектной «катушки» (трубы)
7	произвести герметизацию внутренней полости нефтепровода;
8	подготовить концы нефтепровода под монтаж и сварку
9	подготовить и подогнать новые «катушки» (трубы) по месту
10	осуществить прихватку и вварку «катушки» в нефтепровод
11	подключить отремонтированный участок и возобновление перекачки
12	осуществить обратную закачку нефти из емкостей или котлована
13	очистить и произвести изоляцию нефтепровода
14	засыпать отремонтированный участок нефтепровода, котлован для сбора нефти
15	произвести техническую рекультивацию плодородного слоя почвы

4. Ремонтные работы в условиях болот

4.1 Классификации болот

Болотом называется избыточно-увлажненный участок земной поверхности, покрытый слоем торфа мощностью 0,5 м и более. Участки, имеющие значительное водонасыщение с мощностью торфяной залежи менее 0,5 м, относятся к заболоченным. Участки, покрытые водой и не имеющие торфяного покрытия, относятся к обводненным.

Классификация болот согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [11] по несущей способности предполагает:

Первый тип (I) – болота, полностью заполненные торфом, на которых возможна работа и неоднократное передвижение болотной техники с давлением 0,02-0,03 МПа или работу обычной техники с помощью щитов или других приспособлений, обеспечивающих снижение давления на поверхность залежи до 0,02 МПа.

Второй тип (II) – болота, заполненные торфом, предполагающие работу и перемещение строительной техники только по щитам или другим специальным средствам, способным уменьшить давления на поверхность залежи до 0,01 МПа.

Третий тип (III) – болота, заполненные растекающимся торфом и водой с повсеместной плавающей торфяной коркой, на которых можно использовать только технику с плавучих средств или специальную технику на понтонах.

В зависимости от водно-минерального питания болота делятся на:

- 1) Верховые;
- 2) Переходные;
- 3) Низинные [12].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Разраб.		Фролова А.В.			Ремонтные работы в условиях болот	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никучииков В.К					36	122
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

4.2 Порядок проведения ремонта дефектов

Проведения ремонта дефектов, как было выявлено ранее, производятся капитальным ремонтом с заменой изоляционного покрытия, с заменой трубы или же выборочным ремонтом. Данные ремонты проводятся согласно регламентированным РД в зависимости от выбранного метода. Капитальный ремонт подразумевает, как правило, ремонт на протяженных участках трубопровода, где должен быть отремонтирован каждый дефект. Но какой именно ремонт должен быть проведен выбирается исходя из технико-экономических показателей, условий прохождения трубопровода, его показателей загруженности. Также должна быть определена плотность распределения дефектов на трубопроводе по его длине.

Порядок проведения ремонта дефектов первоочередного ремонта выбирается согласно влиянию дефектов на возможность транспортировки нефти. Исходя из этого первыми должны быть отремонтированы дефекты, которые уменьшают пропускную способность трубопровода.

Далее порядок проведения зависит от расположения трубопровода и его значимости. Данный порядок приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Порядок проведения ремонтных работ первоочередных дефектов

№ п/п	Порядок проведения ремонтных работ первоочередных дефектов	
	В зависимости от расположения трубопровода	В зависимости от значимости трубопровода
1	Трубопроводы, проходящие через естественные и искусственные водные препятствия	Межрегиональные магистральные нефтепроводы, по которым транспортируется нефть многих грузоотправителей и осуществляются поставки на НПЗ России
2	Трубопроводы, проходящие через железные и автомобильные дороги	Магистральные нефтепроводы экспортного направления

Продолжение таблицы 4.1

3	Трубопроводы, проходящие вблизи населенных пунктов	Магистральные нефтепроводы, которые задействованы в перспективных проектах развития системы
4	Трубопроводы, подвергающие реки и водоемы, населенные пункты и другие объекты загрязнению в следствии выхода нефти	Магистральные нефтепроводы или участки, не имеющих дублирующего направления
5	Трубопроводы, находящиеся на болотах и других труднодоступных участках	Магистральные нефтепроводы регионального значения от мест добычи и загруженных свыше 70% от проектной производительности

4.3 Земляные работы

В первую очередь должны быть проведена подготовительная часть перед тем, как начнутся непосредственно сами земляные работы. В такие работы входят подготовка заложения котлована, в котором будет произведен ремонт, а именно необходимо провести уточнения и обозначения его глубины и оси прохождения. Также должен быть установлен точный участок вскрытия и его размеры.

После подготовительных работ необходимо приступить к самим земляным работам, которые состоят из подготовки для проведения ремонта трубопровода специальной площадки, обеспечения проезда техники для передвижения не ближе 10 м к нефтепроводу. Также в земляные работы входит непосредственно сама разработка и обустройство ремонтного котлована, а после проведения ремонтных работ его засыпка и рекультивация земель.

Так как данная тема о ремонтных работы в условиях болот, то рассмотрим условия проведения земляных работ в данных условиях.

					Ремонтные работы в условиях работ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Земляные работы проводят в зависимости от глубины торфяного слоя, которые подразделяются на слой до одного метра с подстилающим основанием, имеющим низкую высокую способность и на торфяной слой более одного метра с подстилающим основанием, имеющим низкую несущую способность.

В первом случае траншея разрабатывается глубиной 0,15-0,2 м ниже проектной отметки после удаления торфа экскаватором или бульдозером, при использовании которых протяженности работ составляет от 40 до 50 метров.

Во втором случае траншея разрабатывается с использованием щиток, специальной техники и сланей. Также допускается использовать одноковшовые экскаваторы, которые находятся на сланях, если доставка специальной техники невозможна. Данный случай разработки рекомендуется осуществлять зимой при большой протяженности болот.

При использовании в ремонтных работах экскаватора, его ковш должен находиться не менее, чем 0,2 м от образующей ремонтируемого участка, так как существует угроза повреждения трубы. Остальную часть разрабатывают вручную, не повреждая трубопровод [14].

Допускается использовать канатно-скреперные установки при условии болот протяженностью не более 500 м со слабой несущей способностью.

При условиях глубокого промерзания торфа используется буровзрывной метод, который разрыхляет мерзлый грунт, а затем приступает в работу экскаватор. Такой способ является комбинированным.

4.3.1 Разработка и обустройство ремонтного котлована на болотах II и III типа

При разработке ремонтного котлована в условиях болот II типа, котлован необходимо использовать с ремонтной камерой или с устройствами дренажного отвода воды и инвентарными шпунтами, которые прикрепляются на стенки котлована.

					Ремонтные работы в условиях работ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При разработке ремонтного котлована в условиях болот III типа, котлован необходимо использовать либо с применением ремонтной камеры, либо с устройствами дренажного отвода воды и инвентарными шпунтами, которые прикрепляются на стенки котлована в момент отсыпки минеральными грунтами рабочей площадки.

Для того, чтобы не допустить перетекания болотных масс, необходимо обваловывать уплотненной глиной разработанный котлован. А проводиться работы должны с использованием специальных экскаваторов для болотной местности или обычными на понтонах, либо с использованием мобильных дорожных покрытий.

При проведения ремонтных работ в зимнее время разрешено использовать вымораживания в рабочем котловане для понижения уровня воды в нем.

4.3.2 Амбары и резервуары для временного хранения нефти и нефтепродукта

Перед началом проведения ремонтных работ, нефть необходимо откачать в амбары и резервуары, которые служат для временного хранения сырья. Данные резервуары должны быть герметичны и мобильны. Также возможно использование надземных или заглубленных земляных амбаров (рисинок 4.1).

					<i>Ремонтные работы в условиях работ</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

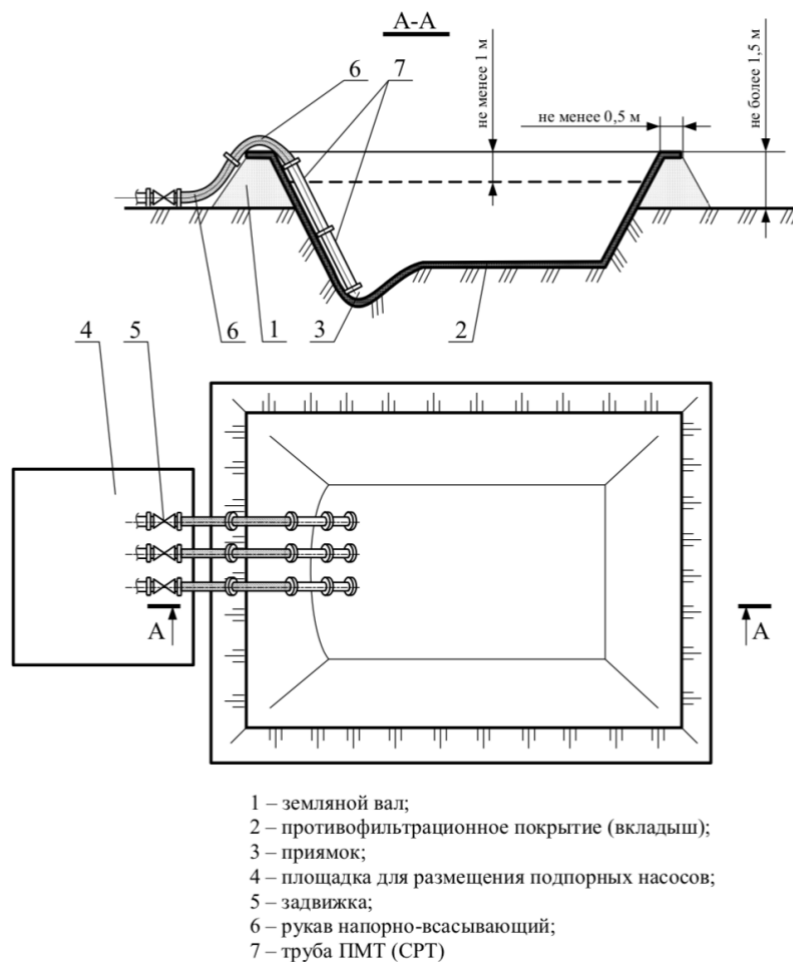


Рисунок 4.1 – Схема заглубленного амбара

Данные амбары могут быть использованы только в районах с сухой землей. Наземные амбары подходят же для районов с высоким уровнем грунтовых вод.

При ремонте трубопровода в условиях болот необходимо разрабатывать амбары на твердом грунте, то есть за пределами самих болот, а также должно учитываться расстояние до коммуникаций и сооружений. Амбары необходимо ограждать сигнальной лентой вдоль всего периметра. Также должно быть запрещено проводить любые огневые работы рядом с амбаром не ближе, чем 100 м. Линии электропередач не должны находиться ближе 25 метров от амбара.

Перед началом обустройства амбара или мобильного герметичного резервуара осуществляется геодезическая разбивка для определения объемов амбара и уклона дна к месту расположения приемо-раздаточных

					Ремонтные работы в условиях работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

трубопроводов, предназначенных для приема и откачки нефти. Однако объем амбара не может превышать 10000 м³. Для хранения большего количества нефти необходимо устанавливать дополнительный амбар, который может находиться не ближе 100 м.

Приемо-раздаточные нефтепроводы необходимо опускать в приямок амбара для того, чтобы нефть поступала не падающей струей на дно амбара для временного хранения.

Вдоль амбара должен быть обустроен земляной вал из уплотненного грунта, который шириной не может превышать 0,5 м, высотой 1,5 м и крутизной откосов 45°.

Амбары необходимо строить из непроницаемого и нефтестойкого покрытия для осуществления гидроизоляции.

Нефть откачивается обратно в нефтепровод по завершению ремонтных работ. А противотрационное покрытие выниматься и очищается из амбара, также производится очистка самого амбара.

4.3.4 Засыпка трубопровода на болотах

После выполнения всех необходимых ремонтных работ траншея засыпается специальной техникой для болот. Данный способ засыпки используется летом для болот II типа. Техникой для засыпки служат бульдозеры, которые могут проходить на болотах с условиями возможности перемещения или засыпку могут осуществлять экскаваторы-драглайнеры, которые передвигаются по сланям.

При недостаточном количестве грунта для засыпки, дополнительный грунт разрабатывается из резервов экскаватором. Данный резервы необходимо закладывать на расстоянии не менее трех глубин от оси засыпаемой траншеи.

Если грунт остался в избытке после засыпки, то он помещается в надтраншейный валик.

					<i>Ремонтные работы в условиях работ</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Если засыпка траншеи производится в зимнее время, то используется бульдозер, который имеет уширенные гусеницы.

Если работы проводились на болотах III типа, то трубопровод допускается не засыпать после укладки его на твердое основание.

4.4 Машины для работы на заболоченных и обводненных участках

4.4.1 Экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью

Разработка ремонтного котлована в условиях болот допускается с использованием одноковшовых экскаваторов с щитами из бревен под гусеницами для уменьшения удельного давления на землю за счет увеличения площади опорной поверхности. Однако применение щитов уменьшает производительность одноковшовых экскаваторов.

В связи с этой проблемой были разработаны специальные машины, болотные экскаваторы - стандартные гидравлические плавучие экскаваторы, которые имеют съемные понтоны, стабильные и широкие гусеницы, которые имеют огромную площадь контакта с поверхностью. Такие экскаваторы создают низкое давление на землю, а это означает, что оно практически не наносит никакого ущерба почве, растительности и сохраняет устойчивое положение на поверхности болот.

Во время выполнения любых работ на болотах, озерах и реках широкие гусеницы действуют как лопасти, которые помогают болотному экскаватору двигаться в правильном направлении.

Экскаватор-болотник имеет поворотный ковш, имеющий удлиненную стрелу, а также дополнительные двигатели, предназначенные для работы в воде. Благодаря таким свойствам он может проводить работы на глубине до 9 метров. Несмотря на то, что башня болотного экскаватора имеет возможность вращаться на 360 градусов, машина хорошо удерживается одним на месте.

					Ремонтные работы в условиях работ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Болотный экскаватор обладает своими индивидуальными полезными свойствами и особенностями, поэтому без него трудно выполнять земляные работы на водно-болотных угодьях.

Для работы на площадках с небольшой несущей способностью производятся одноковшовые экскаваторы МТП-71А, МТП-72, имеющие поворотный участок от экскаватора ЭО-4121 и специальную гусеничный ход с широкими гусеницами.

В зависимости от несущей способности почвы и объема работ разрабатываются траншеи:

- Тип болота II зимой с экскаваторами ЭО-4121, ЭО-4123 с экскаватором на уширенных гусеницах или на обычных гусеницах с использованием щитов;

- в болотах типов II и III (исключая сплавинные) в летом траншеи разрабатываются специальными болотными экскаваторами (Э-652БС, ЭО-4221, МПТ-72, ТТМ-6901Э, ЕТ-16 и т. д.) или устанавливают обычные экскаваторы на понтоны.

4.4.2 Бульдозеры с сильно развитой опорной поверхностью

Различные модификации бульдозеров имеют определенные конструктивные особенности. Особая категория спецтехники – болотный бульдозер, обладающий повышенной устойчивостью на сыпучем или влажном заболоченном грунте. Как и у экскаваторов, эта устойчивость достигается за счет увеличения площади опоры гусениц, а также максимального снижения веса машины.

В отличие от стандартного гусеничного трактора, ширина гусениц которого составляет от 390 до 840 мм., бульдозер-болотоход опирается на гусеницы шириной более 920 мм. Соответственно, и ширина колеи у него несколько больше. Такое распределение давления позволяет ему успешно работать в сложных условиях: на заболоченных и солончаковых почвах, в

					Ремонтные работы в условиях работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

условиях подтаивания вечной мерзлоты, на торфяниках и заиленном дне водоемов, по глубокому снегу, когда проезд другого транспорта затруднен или невозможен.

Как правило, такую технику используют для следующих видов работ:

- расчистка и благоустройство водоемов,
- строительство дамб и береговых укреплений,
- работы по очистке дна от илистых наслоений и его углублению,
- строительство пирсов, причалов и других прибрежных сооружений,
- работы по строительству и ремонту трубопроводов,
- ликвидация последствий затоплений,
- работы по перемещению грунта в местности с преобладанием сыпучих или вязких грунтов.

На данный момент существует множество как отечественных, так и зарубежных моделей этой техники. Среди бульдозеров российских производителей популярностью пользуются такие модели: ТМ-10.10Б, ДТ-75, Четра.

4.4.3 Канатно-скреперные установки

В болотистых районах короткой длины со слабой несущей способностью разработка котлованов может быть выполнена с помощью канатно-скреперных установок.

Примером канатно-скреперной установки является установка КСУ-1. Использование данной установки возможно при разработке котлована в условиях болот, а также при переходах через водоемы.

Канатно-скреперный агрегат КСУ-1 имеет трактор, двухбарабанную лебедку и скреперные ковши.

Лебедки служат тяговыми инструментом для скрепирования котлована и должна находится с одной стороны болотистой зоны, а с другой стороны размещается якорь, который имеет два канаты – тяговый и холостой [15].

					Ремонтные работы в условиях работ	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В процессе разработки котлована зубья ковша разламывают грунт и перемещают его в ковш, который далее перемещает грунт в необходимое место.

Такие установки являются простыми в использовании и недорогими, но допускаются в использовании при условии болот протяженностью не более 500 м со слабой несущей способностью, так как имеет низкую производительность.

4.5 Изоляция

Необходимые работы по выполнению изоляции представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Работы по изоляции трубопровода

№ п/п	Подготовительные работы	Последовательность работ по нанесению изоляции
1	Проводятся испытания на прочность и герметичность	Доставляются материалы для изоляции к месту ремонтных работ со склада
2	Проводятся проверки на качество и наличие материалов для изоляции	Насаживается комбайн на плеть нефтепровода с помощью трубоукладчика
3	Осуществляется подготовка машин и механизмов для работ по изоляции трубопровода	Клеевой грунтовкой заполняется комбайн, устанавливаются рулоны на шпули, которые регулируются по диаметру нефтепровода и величине нахлеста

Продолжение таблицы 4.2

4	Планируется монтажная площадка	Осуществляется изоляция плети трубопровода и машинная очистка
5	Получается разрешение на проведения работ по изоляции	Проводится проверка качества выполненной изоляции

Изоляция трубопровода может осуществляться ручным или механическим методами. Изоляционный слой должен быть необходимой толщины и непрерывный. Вручную изоляция проводится для задвижек, тройников, муфт и отводов.

Противокоррозионная изоляция осуществляется покрытиями на основе битумных изоляционных мастик и полимерных лент. Покрытия для изоляции используются нормальные или усиленные при особых условиях пролегания трубопровода, таких как переходы от подземного прокладки к наземной. В данных условиях изоляция усиливается летной.

Изоляционные ленты и грунтовка наносятся на поверхность, которая очищена от продуктов коррозии, пыли и грязи. Ремонтируемая поверхность на данном этапе должна быть сухой. Нанесение ленты допускается при температуре выше -40°C на невысохшую грунтовку.

При использовании комбайна для изоляции должен быть использован конус на торце нефтепровода для защиты от повреждений кромки. Также поверхность должна быть защищена от смазочного масла из трансмиссии и воды.

Во время проверки качества изоляционных работ, выявленные дефекты изоляции исправляются после освобождении участка от изоляционного покрытия.

Изоляционное покрытие должно проверяться дефектоскопом на сплошность данного покрытия до нанесения защитной обертки.

4.6 Применение герметичных камер

При проведении ремонта трубопровода в условиях работ, как правило, устанавливаются ремонтные камеры на данных участках. Такие камеры необходимы для обеспечения герметизации области вокруг участка, так как на болотах зачастую ремонтный котлован может заполняться текучей средой.

Герметичная камера состоит из корпуса с арочными вырезами и устройством, которое поворачивает днище с приводом. Последовательность монтажа герметичной камеры, следующая:

- 1) Опускание и поддержка в таком положении герметичной камеры на нефтепроводе с открытым арочным вырезом;
- 2) Закрепление герметичной камеры разгрузочными устройствами;
- 3) Поворот днища камеры на 180° с помощью поворотного механизма;
- 4) Закрепление на корпусе повернутое днище;
- 5) Герметизация зазоров между нефтепроводом и герметичной камерой.

Данный способ монтажа сложен тем, что необходимо совершать множество операций по установке камеры в нефтепроводе. А также корпус, который устанавливается вместе с днищем камеры имеет большую массу.

Для устранения данной проблемы возможно использование камеры представленной на рисунок 4.2.

					Ремонтные работы в условиях работ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

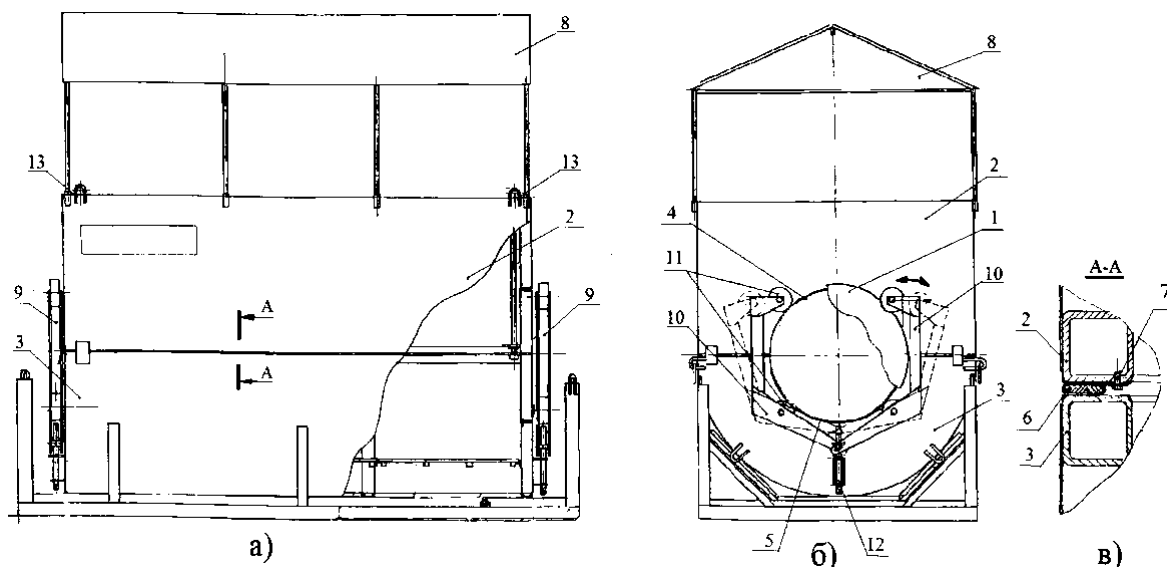


Рисунок 4.2 – Камера для проведения ремонтных работ: а – вид сбоку; б – вид спереди; в – разрез;

1 – трубопровод; 2 – коробчатый корпус; 3 – полуцилиндрическое полое днище; 4 – арочный вырез; 5 – арочный вырез; 6 – уплотнительные элементы; 7 – болты для закрепления; 8 – съемная крыша для защиты от атмосферных осадков; 9 – захваты для поворота; 10 – захватные элементы шарнирно соединенные; 11 – ролики; 12 – регулировочный винт; 13 – монтажные петли

Использование данной камеры упрощает ее монтаж, так как камера имеет полуцилиндрическое днище, которое состоит из арочных вырезов под нефтепровод по торцам и механизма поворота. Данный механизм поворота включает два днища захвата, установленные по торцам. В данном случае днище устанавливают арочным вырезом вниз и проводят центровку и фиксацию днища, с помощью обхватывания трубопровода захватными элементами с использованием вращения воротка на регулировочном болте. Далее производится поворот днища на 180° с помощью роликов.

После этого производится соединения корпуса с днищем за счет состыковки арочных вырезов и использованием болтов, которые образуют герметичное соединения за счет уплотнительных элементов.

В результате установке камеры должно образоваться герметизированное пространства, которое помогает проводить ремонтные работы без попадания торфяно-водяной смеси.

Для полной откачки из внутренней полости камеры данной текучей среды в условиях болот возможна с помощью коллекторов с приямками.

В условиях болот необходимо использовать камеру с непотопляемыми санями, для доставки камеры к месту ремонта.

Глубина заложения трубопровода может достигать 2,2 м при использовании ремонтной герметичной камеры.

					Ремонтные работы в условиях работ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Ремонтные работы на примере условного объекта «4120» методом врезки и вырезки «катушки»

5.1 Характеристика условного объекта

Условный участок ремонта находится на 104-118 км магистрального нефтепровода «4120» в Парабельском районе Томской области.

Район находится в полосе дискомфортности и приравнен к районам Крайнего севера.

Рельеф местности представляет собой слаборасчлененную заболоченную, покрытую смешанным лесом, равнину с абсолютными отметками от плюс 80 до плюс 140 м.

Ремонтные работы проводят в условиях резко-континентального климата с холодной зимой, где температура может достигать отметки до -54°C и жарким летом, где максимальная температура $+36^{\circ}\text{C}$. Таким образом, среднегодовой температурой в данном регионе является $-1,5^{\circ}\text{C}$.

Среднегодовым количеством атмосферных осадков является 598 мм в год, наибольшее количество приходится на август.

Высота снегового покрова достигает 82 см. Среднемесячная скорость ветра от 2,8 м/с до 5,8 м/сек, среднегодовая – 3,8 м/сек. Преобладающее направление ветров – южное до 21%. Наибольшая среднегодовая скорость ветров наблюдается у ветров юго-западного направления до 5,8 м/сек. Продолжительность неблагоприятного периода 7,5 месяцев: с 5 октября по 20 мая. Работы выполняются в неблагоприятный период.

Нормативная глубина промерзания для песчаных грунтов равняется 2,55 м, для супеси 2,60 м, а для суглинистых грунтов равно 2,10 м.

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фролова А.В.			Ремонтные работы на примере условного объекта «4120» методом врезки и вырезки «катушки»	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					51	122
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

5.3 Порядок организации работ по вырезке катушек

Вырезка катушки осуществляется с использованием безогневого метода, либо с применением энергии взрыва.

В ходе работ не допускается попадания нефти к участку, где происходит нарезка катушки. Необходимо отключать станции дренажной и катодной обороны за 24 ч до начала данных работ не меньше, чем за 10 км от нарезки катушки. Также должна быть осуществлена постоянная поддержка атмосферного давления в нефтепроводе [16].

Длина катушки должна быть больше длины ремонтируемого участка не менее чем на 100 мм со всякой стороны.

При подготовке по вырезке катушки выполняются следующие действия:

- удаляется изоляционное покрытие не меньше, чем на 50 мм в местах резки при использовании энергии взрыва и 600 мм при МРТ;
- удаляются остатки замазученного грунта и изоляционных материалов, а также производится очистка от клея и мастики в местах резки;
- устанавливается шунтирующая перемычка на МТ, разрез которой должен быть рассчитан на наибольший ток дренажа.

Во время работ по нарезке катушки необходимо использовать газоанализаторы-сигнализаторы для контроля невесомой среды. Работы проводятся в шланговом противогазе при наличии паров нефти больше 300 мг/м³. А для устранения загазованности используются приточные взрывозащищенные вентиляторы.

5.3.1 Вырезка катушки с применением машин для резки труб

Вырезка катушки с применением машин для резки труб осуществляется с частотой вращения режущего инструмента не превышающую 60 об/мин и подачей не более 30 мм/мин. Машинны обязаны быть во взрывозащищённом исполнении с гидро- или пневмоприводом [16].

					Ремонтные работы на примере условного объекта «4120» методом врезки и вырезки «катушки»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Для вырезки катушки применяются две МРТ, которые используются одновременно и устанавливаются только до начала работ по резке согласно рисунок 5.1.

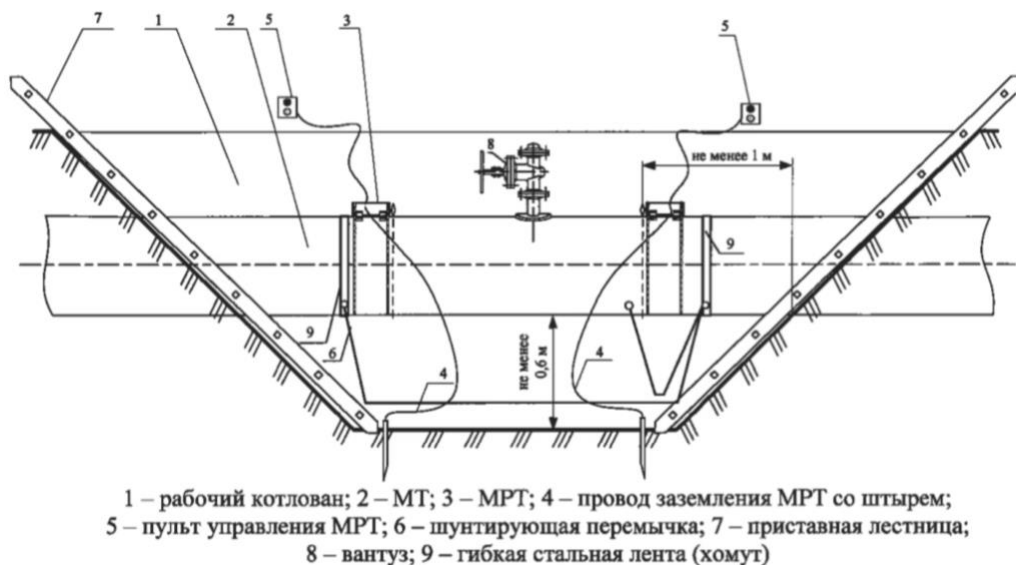


Рисунок 5.1 – Схема вырезки катушки безогневым способом

Вырезка катушки с применением машин для резки труб выполняется в следующей последовательности:

- производится проверка полной комплектности, исправности и работоспособности оборудования до начала производства работ;
- производится разметка в местах реза;
- на нефтепровод производится установка МРТ, которую необходимо удерживать до момента натягивая цепей вокруг трубопровода с помощью грузоподъемных механизмов, расстояние от котлована должна быть более 0,6 м;
- МРТ подключается к электроэнергии и заземляется;
- производится проверка силовых кабелей, которые не должны иметь повреждений и должны быть уложены на инвентарные стойки;
- подготавливается смазочно-охлаждающая жидкость в емкости размером от 50 л для охлаждения фрезы;
- производится вырезки катушки с применением машин для резки по периметру трубопровода с помощью кругового движения МРТ [16].

Катушку в процессе работ необходимо поддерживать грузоподъемными механизмами, а после выполнения работ по вырезке освободить котлован от МРТ и катушки.

Освобождение котлована от катушки выполняется строповкой катушки с использованием инвентарных строп согласно рисунок 5.2.

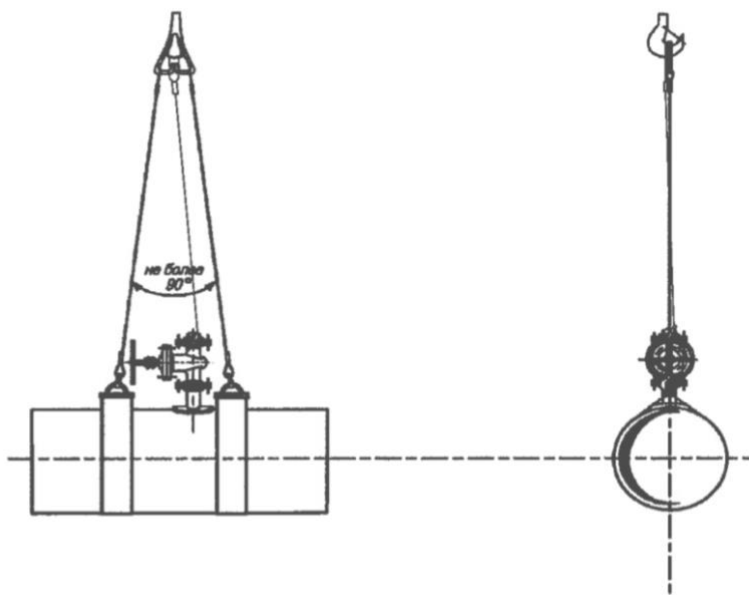


Рисунок 5.2 – Схема строповки катушки

5.3.2 Вырезка катушки с применением энергии взрыва

Вырезка катушки с применением энергии взрыва осуществляется с помощью медной трубки, которая устанавливается по периметру нефтепровода и в дальнейшем служит зарядом для взрыва, который разрезает металл. Заряд включается дистанционно за счет электроимпульса и создает направленное действие энергии.

До начала работ необходимо отметить границы опасной зоны и выставить посты охраны. Электрические установки воздушной прокладки должны быть обесточены.

Работы с применением энергии взрыва должны выполняться в составе двух взрывников, с использованием пожарных автомобилей и средств пожаротушения.

					Ремонтные работы на примере условного объекта «4120» методом врезки и вырезки «катушки»	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По окончании работ катушка демонтируется аналогично демонтажу с применением безогневого метода и производится зачистка ремонтного котлована.

5.4 Герметизация полости труб

Для проведения безопасных огневых работ внутреннюю полость МТ необходимо перекрывать герметизаторами типа ГРК, с условием оборудованного на участке КПП СОД.

Герметизаторы должны быть установлены в полость трубопровода с открытого торца при отсутствии избыточного давления. Установка осуществляется согласно рисунок 5.3.

Расстояние для герметизаторов должно составлять не менее D_n от торца трубопровода [16].

При установке герметизаторов ГРК расстояние для вывода штуцера под пневмопровода герметизатора определяется в соответствии с типоразмером применяемого ГРК, с учетом исключения попадания пневмопровода под ребра герметизатора.

После установки проводится проверка на прочность и герметичность герметизатора. Воздух из герметизатора необходимо спустить после завершения работ по сварке через узел контроля давления воздуха.

					Ремонтные работы на примере условного объекта «4120» методом врезки и вырезки «катушки»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

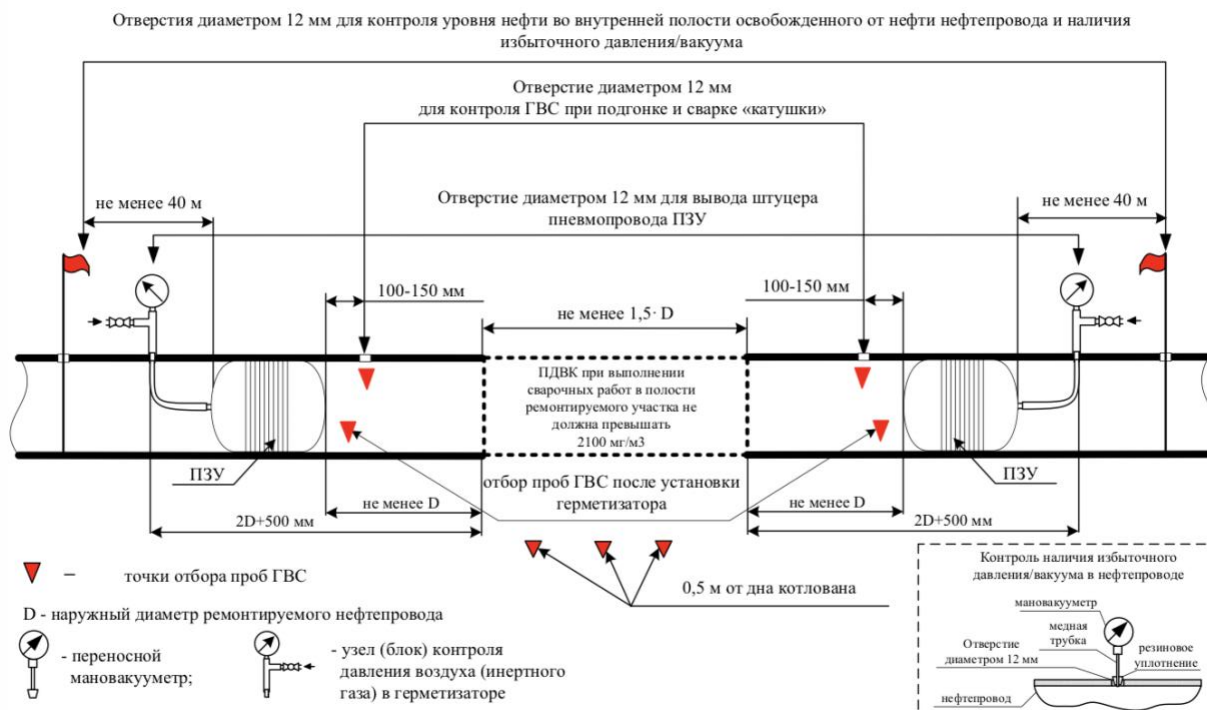


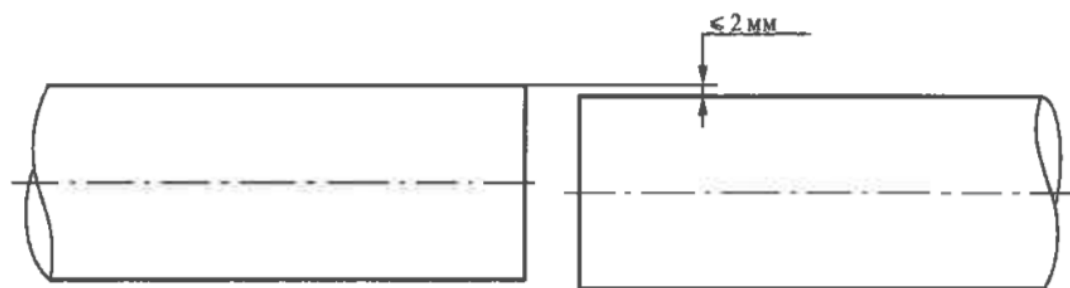
Рисунок 5.3 – Схема установки герметизаторов ПЗУ и расположения отверстий для отбора проб ГВС, контроля уровня нефти/нефтепродукта во внутренней полости МТ и наличия избыточного давления/вакуум

5.5 Проведение сварочно-монтажных работ

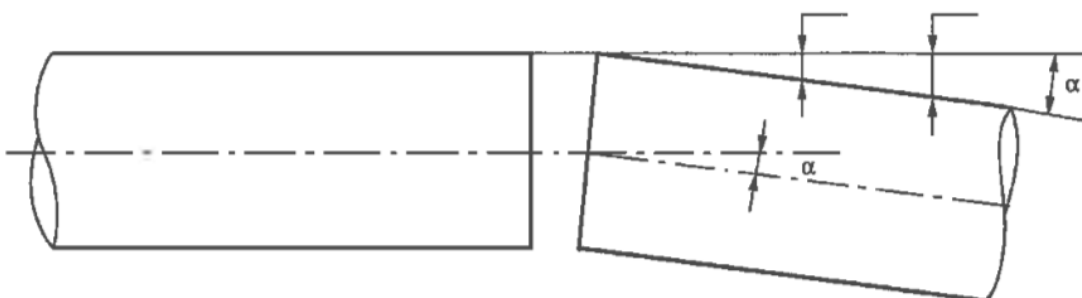
Катушка, используемая для врезки в трубопровод, изготавливается из труб таким же диаметром, толщиной стенки и классом прочности.

После проведения работ по вырезки катушки, герметизации трубопровода и дегазации ремонтного котлована, необходимо определить соосность участков, которые должны быть состыкованы (рисунок 5.4).

					Ремонтные работы на примере условного объекта «4120» методам врезки и вырезки «катушки»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



а) смещение кромок стыкуемых;



б) несоосность стыкуемых труб

Рисунок 5.4 – Схема замера соосности труб при врезке

При несоосности стыкуемых труб должны дополнительно быть вскрыты участки от грунта с помощью экскаватора.

Необходимо произвести размагничивание концов стыкуемых труб перед сваркой в зависимости от величины и направления магнитного поля одним из следующих методов:

- размагничивание с помощью магнитного поля, создаваемого постоянным током;
- размагничивание с помощью постоянных магнитов;
- размагничивание с помощью электромагнитов.

До начала сварочных работ на трубе производится разметка катушки. Ее длина должна быть аналогичной длине вырезной катушке, но с учетом в 2 мм на механическую обработку.

Далее проводится центровка катушки, ее подгонка и сборка стыков с дальнейшей их сваркой.

Сварка стыковых соединений производится согласно с РД- 25.160.00- КТН-037-14 [17].

Сварка стыков захлеста не допускается проводить с перерывами.

					Ремонтные работы на примере условного объекта «4120» методом врезки и вырезки «катушки»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

После завершению работ по сварке стык накрывается теплоизолирующим поясом. Проводится контроль качества сварных соединений операционным контролем, производимым в процессе сборки и сварки. Также осуществляется обмер сварных соединений и проверка сварных швов.

					<i>Ремонтные работы на примере условного объекта «4120» методом врезки и вырезки «катушки»</i>	<i>Лист</i>
						58
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

6. Расчетная часть

Исходные данные условного МН «4120» км 104 - км 118 приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – МН «4120» км 104 - км 118

Диаметр	530 мм
Изоляция	усиленного типа, пленочная
Рабочее давление на выходе НПС	6,3 МПа
Марка стали	17ГС; класс прочности К52
Предел прочности	510 МПа
Год ввода в эксплуатацию нефтепровода	1986г
Плотность нефти	787.7-841.3 кг/м ³
Максимальная температура продукта	+30
Минимальная температура продукта	+5

Согласно СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы [11]:

1. Определяем толщину стенки нефтепровода;
2. Определяем переменные параметры - модуль Юнга и коэффициент Пуассона;
3. Проводим проверку нефтепровода на прочность;
4. Рассчитываем на устойчивость трубопровод против всплытия.

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фролова А.В.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					59	122
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

6.1 Определение толщины стенки нефтепровода

Расчетную толщину стенки трубопровода, мм следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (1)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (равный 1,1 по СП 36.13330.2012 табл. 13);

P – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, мм;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (2)$$

где m_0 – коэффициент условий работы трубопровода, определяемый в зависимости от категории трубопровода и его участка (равный 0,75 по СП 36.13330.2012 табл. 1);

k_1 – коэффициент надежности по материалу (равный 1,47 по СП 36.13330.2012 табл. 9);

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимается в зависимости от категории трубопровода (равный 1,00 по СП 36.13330.2012 табл. 11);

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр}$, МПа;

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} = \frac{510 \cdot 0,75}{1,47 \cdot 1,00} = 260,2 \text{ МПа};$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 530}{2(260,2 + 1,1 \cdot 6,3)} = 6,87 \text{ мм}.$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего по сортаменту, с учетом того, что нефтепровод у нас проходит в болотах, берем стенку трубопровода равную 7 мм.

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

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}, \quad (3)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}, \quad (4)$$

где $\sigma_{пр.N}$ – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}, \quad (5)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, равный $1,2 \cdot 10^{-5}$ град;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа, равный $2,06 \cdot 10^5$ МПа;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), равный 0,3;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, мм.

Δt – расчетный температурный перепад, град.

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

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 260,2}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 31,73 \text{ град}; \quad (6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 260,2}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 74,04 \text{ град}. \quad (7)$$

К дальнейшему расчету принимается больший перепад температуры.

Величина продольных осевых сжимающих напряжений равняется:

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

$$\sigma_{\text{пр},N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,05 \cdot 10^5 \cdot 74,04 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 516}{2 \cdot 7} = -105,51 \text{ МПа.}$$

Отрицательное значение $\sigma_{\text{пр},N}$, что присутствуют сжимающие напряжения.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб будет равен:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-105,51|}{260,2} \right)^2} - 0,5 \frac{|-105,51|}{260,2} = 0,73.$$

Тогда при наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщина стенки равна:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 530}{2(260,2 \cdot 0,73 + 1,1 \cdot 6,3)} = 9,3 \text{ мм.}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего по сортаменту, с учетом того, что нефтепровод у нас проходит в болотах, берем стенку трубопровода равную 10 мм.

6.2 Определение переменных параметров (модуль Юнга и коэффициент Пуассона)

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется по формуле:

$$E = \frac{\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{(1 - 2 \cdot \mu_0)\sigma_i}{3 \cdot E_0 \cdot \varepsilon_i}} \quad (8)$$

где σ_i – интенсивность напряжений;

ε_i – интенсивность деформаций;

μ_0 – коэффициент поперечной деформации в упругой области, равный $\mu_0 = 0,3$;

E_0 – модуль упругости, равный $E_0 = 2,06 \times 10^5 \text{ МПа}$.

Интенсивность напряжений определяется по формуле:

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

$$\sigma_i = \sigma_{\text{кц}} \cdot \sqrt{1 - \mu_0 - \mu_0^2} = 176,71 \cdot \sqrt{1 - 0,3 - 0,3^2} = 138,01 \text{ МПа}, \quad (9)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления.

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 510}{2 \cdot 10} = 176,71 \text{ МПа}. \quad (10)$$

Интенсивность деформаций определяется по формуле:

$$\begin{aligned} \varepsilon_i &= \frac{\sigma_i}{E_0} - \frac{(1 - 2 \cdot \mu_0) \cdot \sigma_i}{3 \cdot E_0} = \frac{138,01}{2,05 \times 10^5} - \frac{(1 - 2 \cdot 0,3) \cdot 138,01}{3 \cdot 2,05 \times 10^5} \\ &= 58,3 \times 10^{-5} \end{aligned} \quad (11)$$

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) равен:

$$E = \frac{\frac{138,01}{58,3 \times 10^{-5}}}{1 + \frac{(1 - 2 \cdot 0,3)138,01}{3 \cdot 2,06 \times 10^5 \cdot 58,3 \times 10^{-5}}} = 2,06 \times 10^5 \text{ МПа}$$

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона) определяется по формуле:

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{(1 - 2 \cdot \mu_0)\sigma_i}{3 \cdot E_0 \cdot \varepsilon_i}} = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 2,06 \times 10^5} \cdot \frac{138,01}{58,3 \times 10^{-5}}}{1 + \frac{(1 - 2 \cdot 0,3)138,01}{3 \cdot 2,06 \times 10^5 \cdot 58,3 \times 10^{-5}}} = 0,29 \quad (12)$$

6.3 Проверка трубопровода на прочность

Условие прочности нефтепровода:

$$|\sigma_{\text{пр},N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (13)$$

где ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр},N} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр},N} < 0$) определяемый по формуле:

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

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{176,71}{260,2}\right)^2} - 0,5 \frac{176,71}{260,2} = 0,47 \quad (14)$$

Так как $\psi_2 R_1 = 122,3$ условие прочности выполняется.

6.4 Расчет на устойчивость трубопровода против всплытия

Устойчивость положения трубопровода против всплытия, прокладываемого на обводненном участке трассы, проверяется по условию:

$$Q_{\text{акт}} \leq \frac{1}{k_{\text{н.в.}}} Q_{\text{пас}} \quad (15)$$

где $Q_{\text{акт}}$ — суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Н;

$Q_{\text{пас}}$ — суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая массу — собственный вес), Н;

$k_{\text{н.в.}}$ — коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, принимаемый равным для участков перехода через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1 %-ной обеспеченности равным 1,05.

В частном случае при укладке трубопровода свободным изгибом при равномерной балластировке по длине величина нормативной интенсивности балластировки — нормативный вес балластирующих конструкций (пригрузов, без учета коэффициента надежности по нагрузке) в воде, приходящийся на 1 м трубы с учетом раскрытия величин $Q_{\text{акт}}$ и $Q_{\text{пас}}$ и перегруппировки членов равняется:

$$q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} = \frac{1}{n_{\text{Б}}} [k_{\text{н.в.}} \cdot (q_{\text{в}} + q_{\text{изг}} + P_y) + P_x / f_y - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}}], \quad (16)$$

где $n_{\text{Б}}$ — коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным:

0,9 — для железобетонных грузов типа УБК, УБО, УТК, а также при сплошном бетонировании трубопровода;

1,0 — для чугунных грузов;

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

q_B – расчетная выталкивающая (Архимедова) сила воды, действующая на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения, Н/м:

$$q_B = \frac{\pi}{4} D_{н.и.}^2 \gamma_B g = \frac{\pi}{4} \cdot 595,8^2 \cdot 1075 \cdot 9,8067 = 2937,67 \text{ Н/м}, \quad (17)$$

γ_B – плотность воды с учетом растворенных в ней солей и наличия взвешенных частиц, $\gamma_B = 1075 \text{ кг/м}^3$;

g – ускорение свободного падения, $g=9,80665 \text{ м/с}^2$,

$D_{н.и.}$ – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м, равный:

$$D_{н.и.} = D_H + 2(\delta_{из} + \delta_{ф}) = 530 + 2(2,921 + 30) = 595,8 \text{ мм}, \quad (18)$$

$\delta_{из}$ – толщина изоляции равная:

$$\delta_{из} = k_{из}(\delta_{и.п.} + \delta_{об}) = 2,3(0,635 + 0,635) = 2,921 \text{ мм} \quad (19)$$

$\delta_{и.п.} + \delta_{об}$ – толщина изоляционного покрытия (мастичной изоляции или изоляционной ленты) типа Поликен 980-25 равна 0,635мм;

$\delta_{об}$ – толщина оберточного слоя (обертки) типа Поликен 955-25 равна 0,635мм;

$k_{из}$ – коэффициент, учитывающий величину нахлеста:

- 1,09 при однослойной схеме изоляционного покрытия «1+1», т.е. один слой изоляционной ленты (пленки) и один слой обертки;
- –2,3 при двухслойной схеме изоляционного покрытия «2+2», т.е. два слоя изоляционной ленты и два слоя обертки.

$\delta_{ф}$ – толщина футеровки равная:

- 20 мм – для трубопроводов $D_H \leq 426$ мм, когда футеровку осуществляют деревянными рейками сечением: толщина×ширина=20×50 мм;
- 30 мм – для трубопроводов $D_H > 426$ мм – рейками сечением: толщина×ширина=30×60 мм или речной-проволочными коврами (матами).

И в том и в другом случае длина реек должна быть не менее 2 м.

Футеровка может быть сплошной, при которой вся поверхность труб по окружности закрывается рейками, и не сплошной, когда рейки по поверхности

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

труб укладываются с промежутками, равными ширине реек. В зависимости от способа укладки трубопровода и условий его эксплуатации футеровку проводят по всей длине или на отдельных его участках. Так при укладке подводного трубопровода (дюкера) протаскиванием по дну траншеи применяют сплошное футерование по всей длине дюкера, а при укладке незабалластированного трубопровода способом свободного погружения футеровку осуществляют на отдельных участках (в местах крепления тросов), где возможно повреждение изоляции;

$q_{изг}$ – расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода, равная 0 Н/м;

$q_{тр}$ – расчетная нагрузка от массы трубы, равная:

$$q_{тр} = q_M + q_{изг} = 1521,18 + 47,11 = 1568,29 \text{ Н/м,}$$

q_M – нагрузка от собственного веса металла трубы, равная:

$$q_M = n_{с.в.} \cdot \gamma_M g (D_H^2 - D_{вн}^2) = 0,95 \cdot 7850 \cdot 9,80665 \cdot (530^2 - 510^2) \\ = 1521,18 \text{ Н/м,}$$

$n_{с.в.}$ – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса при расчете на устойчивость положения трубопровода против всплытия, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции равный 0,95;

γ_M – плотность металла, из которого изготовлены трубы, для стали равная 7850 кг/м³;

$q_{из}$ – нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов, определяемая в зависимости от схемы изоляционного покрытия («1+1» или «2+2»), равная:

$$q_{из} = n_{с.в.} k_{из} g \pi (D_H + \delta_{из}) (\gamma_{и.п.} \delta_{и.п.} + \gamma_{об} \delta_{об}) \\ = 0,95 \cdot 2,3 \cdot 9,80665 \cdot \pi \cdot (530 + 2,921) 10^{-3} \cdot (1046 \cdot 0,635 \\ \cdot 10^{-3} + 1028 \cdot 0,636 \cdot 10^{-3}) = 47,11;$$

$\gamma_{и.п.}$ – плотность изоляционных материалов типа Поликен 980-25 равная 1046 кг/ м³;

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

$\gamma_{об}$ – плотность изоляционных материалов типа Поликен 955-25 равная 1028 кг/ м³;

P_y и P_x – горизонтальная и вертикальная составляющие силового гидродинамического воздействия потока воды на трубу в процессе укладки трубопровода на дно траншеи, которые не учитываются при расчете устойчивости против всплытия трубопровода в условиях болотной местности, так как течения на болотах отсутствует.

Таким образом нормативный вес балластирующих конструкций для железобетонных грузов типа УБК, УБО, УТК, а также при сплошном бетонировании трубопровода будет равен:

$$q_{бал.в.}^H = \frac{1}{0,9} [1,05 \cdot (2937,67 + 0 + 0) + 0 - 1568,29 - 0] = 1684,74 \text{ Н/м}$$

Нормативный вес балластирующих конструкций для чугунных грузов будет равен:

$$q_{бал.в.}^H = \frac{1}{1} [1,05 \cdot (2937,67 + 0 + 0) + 0 - 1568,29 - 0] = 1516,26 \text{ Н/м}$$

Так как $q_{бал.в.}^H > 0$, трубопровод необходимо балластировать (пригружать).

6.5 Расчет балластировки трубопровода различными конструкциями

На пойменных, обводненных и периодически затопляемых участках, на болотах всех типов – одиночные грузы, групповая балластировка или закрепление трубопровода анкерными устройствами.

Для балластировки трубопроводов могут приниматься следующие конструкции утяжеления:

- кольцевые утяжелители (чугунные (УЧК), железобетонные (УТК));
- железобетонные утяжелители охватывающего типа (УБО);

					Расчетная часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- полимерконтейнерные грунтозаполненные утяжелители охватывающего типа (ПКГУ охватывающего типа) (каркасные и бескаркасные);

- полимерконтейнерные грунтозаполненные утяжелители седловидного типа (ПКГУ седловидного типа).

Выбор способа и средств балластировки трубопровода осуществляется проектной организацией, исходя из конкретных условий строительства (реконструкции или ремонта), материалов инженерных изысканий района прокладки трубопровода, расчётных нагрузок, действующих на утяжелители трубопровода, а также технико-экономического обоснования каждого конкретного способа балластировки трубопровода.

Ниже проведен расчет количества утяжелителей различных конструкций.

6.5.1 Балластировка одиночными кольцевыми чугунными утяжелителями

Утяжелители чугунные кольцевые УЧК предназначены для балластировки трубопроводов диаметром от 108 до 1420 мм на подводных участках.

Утяжелители чугунные кольцевые УЧК состоят из двух охватывающих трубу полуколец, соединяемых между собой посредством шпилек гаек и шайб. При установке на трубопровод, для предотвращения повреждения изоляционного покрытия трубы, необходимо использовать защитные коврики (УК-СЛ-ЧГ). Климатическое исполнение – УХЛ. На рисунке 6.1 приведены примеры УЧК.

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



Рисунок 6.1 – Утяжелители чугунные кольцевые

Для данного трубопровода с учетом его диаметра, выбрана марка УЧК, характеристики которой приведены в таблице 6.2 [22].

Таблица 6.2 – Технические характеристики УЧК [22]

Диаметр балластируемого трубопровода, мм	Марка утяжелителя	Габаритные размеры, мм			Масса двух полугрузов (при плотности чугуна 7,0 т/м ³), кг
		H	L	B	
530	УЧК-530	355	819	500	460±30

На рисунке 6.2 приведен общий вид полугруза УЧК.

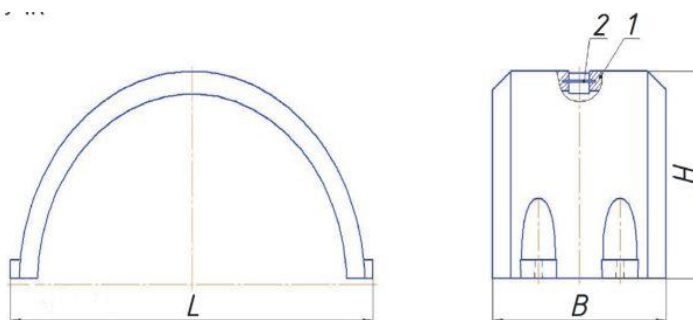


Рисунок 6.2 – Общий вид полугруза УЧК

1 – полугруз; 2 – грузоподъемный элемент

Шаг одиночного кольцевого чугунного утяжелителя рассчитывается по формуле:

$$L = \frac{Mg}{q_{\text{бал.в.}}^H} = \frac{460 \cdot 9,80665}{1516,26} = 2,98 \text{ м}, \quad (20)$$

где M – масса одного УЧК, кг.

Число утяжелителей необходимых для балластировки участка длиной $L_y = 14$ км:

$$N = \frac{L_y}{L} = 5. \quad (21)$$

6.5.2 Балластировка железобетонными утяжелителями охватывающего типа

Железобетонные утяжелители охватывающего типа предназначены для балластировки трубопроводов диаметром от 530 до 1420 мм включительно. Данные утяжелители состоят из двух железобетонных блоков, расположенных по обеим сторонам трубопровода и соединенных между собой при помощи мягких силовых поясов. Мягкие силовые пояса изготавливаются из технических тканей или тканых лент.

Основными отличиями модификаций УБО являются: расположение элементов крепления мягких соединительных поясов; форма элементов крепления соединительных поясов; заглубление элементов крепления соединительных поясов в тело железобетонных блоков; форма железобетонных блоков.

Для обеспечения устойчивого положения утяжелителей типа УБО на трубопроводе центр тяжести блоков утяжелителей должен быть расположен ниже или на уровне центра сечения трубопровода. Климатическое исполнение – УХЛ.

Общий вид модификаций УБО представлен на рисунках 6.3 а, б, 6.4.

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

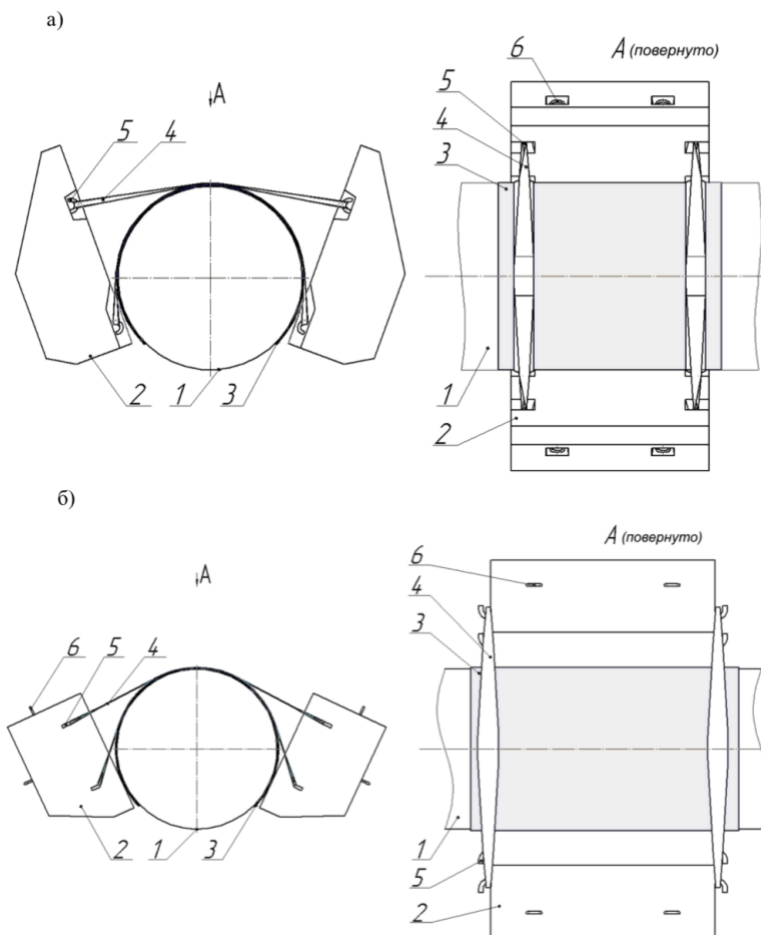


Рисунок 6.3 а,б – Общий вид модификаций УБО

1 – балластируемый трубопровод; 2 – железобетонный блок; 3 – средство футеровки; 4 – мягкий соединительный пояс; 5 – монтажный крюк; 6 – монтажная петля.



Рисунок 6.4 – Общий вид УБО

Для данного трубопровода с учетом его диаметра, выбрана марка УБО, характеристики которой приведены в таблице 6.3 [22].

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Таблица 6.3 – Технические характеристики УБО [22]

Марка груза	Диаметр трубопровода, мм	Габариты устройства, мм			Объем груза, м ³	Масса груза, т
		Н	L	В		
УБО-530	530	700	1000	300	0,36	0,834

Шаг железобетонных утяжелителей охватывающего типа рассчитывается по формуле:

$$L = \frac{Mg - \gamma_{в}gV_{г}}{q_{бал.в.}^H} = \frac{834 \cdot 9,80665 - 1075 \cdot 9,80665 \cdot 0,36}{1684,74} = 2,6 \text{ м}, \quad (22)$$

где M – масса груза, кг;

$V_{г}$ – объем груза, м³.

Число утяжелителей необходимых для балластировки участка длиной $L_y = 14$ км:

$$N = \frac{L_y}{L} = 6.$$

6.5.3 Балластировка бескаркасными полимерконтейнерными грунтозаполненными утяжелителями охватывающего типа

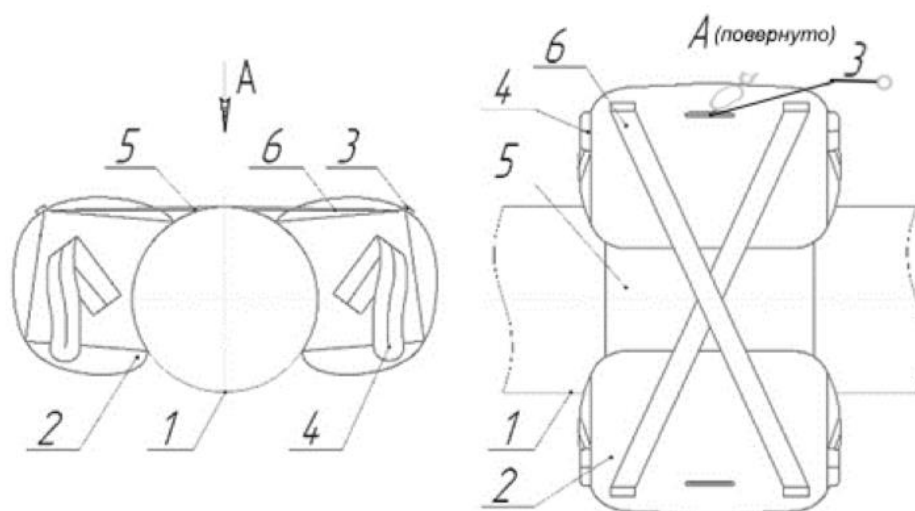
Бескаркасные ПКГУ охватывающего типа предназначены для балластировки трубопроводов диаметром от 57 до 1420 мм включительно.

Бескаркасные ПКГУ охватывающего типа представляют собой закрытые емкости, выполненные из геосинтетического материала, имеющие специальные горловины для заполнения грунтом соединенные между собой соединительными поясами, выполненными из технической ткани.

Основным отличием модификаций бескаркасных ПКГУ охватывающего типа является: форма ёмкостей из геосинтетического материала; расположение загрузочных горловин; положение силовых поясов.

Общий вид бескаркасных ПКГУ охватывающего типа представлен на рисунках 6.5 а, б, 6.6.

а)



б)

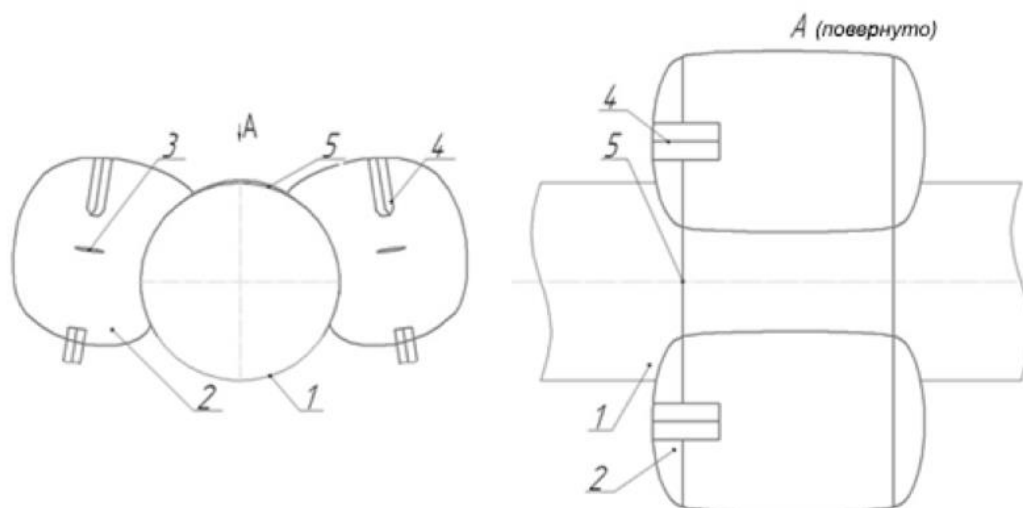


Рисунок 6.5 а,б – Общий вид модификаций бескаркасных ПКГУ

1 – балластируемый трубопровод; 2 – емкость утяжелителя; 3 – горловина для загрузки грунта; 4 – грузоподъемные элементы; 5 – соединительный пояс; 6 – силовые ленты.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73



Рисунок 6.6 – Общий вид бескаркасных ПКГУ

Для данного трубопровода с учетом его диаметра, выбрана марка контейнера, характеристики которой приведены в таблице 6.4 [22].

Таблица 6.4 – Технические характеристики ПТБК [22]

Марка контейнера	Диаметр балластируемого трубопровода, мм	Объем емкостей ПТБК, ± 0,1 м ³	Масса заполненного грунтом ПТБК в воздухе, т
ПТБК-500	426-530	1,0	1,40±0,2

Шаг бескаркасных ПКГУ охватывающего типа рассчитывается по формуле:

$$L = \frac{g \cdot V_{\text{ПКГУ}} \cdot \gamma_{\text{ВЗВ}}}{q_{\text{бал.в.}}^{\text{H}}} = \frac{9,80665 \cdot 1,0 \cdot 159,6}{1516,26} = 1,3 \text{ м}, \quad (23)$$

где $V_{\text{ПКГУ}}$ – объем грунта в утяжелителе ПКГУ, м³;

$\gamma_{\text{ВЗВ}}$ – удельный вес грунта во взвешенном состоянии, определяемый по формуле, кг/м³:

$$\gamma_{\text{ВЗВ}} = \frac{\gamma_s - \gamma_v \cdot k_{\text{н.в.}}}{1 + e} = \frac{1400 - 1075 \cdot 1,05}{1 + 0,7} = 159,6; \quad (24)$$

γ_s – удельный вес частиц грунта засыпки;

e – коэффициент пористости грунта, равный для выбранного грунта 0,7.

Число утяжелителей необходимых для балластировки участка
длиной $L_y = 14$ км:

$$N = \frac{L_y}{L} = 11.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

7. Мониторинг пространственного положения нефтепровода

Перед нефтяной промышленностью России ставятся различные задачи, которые направлены на обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов, ведь на различных участках нефтепроводов могут наблюдаться негативные процессы. Одним из таких процессов является перемещение трубопровода в сложных природных условиях. В данных условиях на трубопровод может оказываться сейсмическое воздействие, трубопровод может подвергаться тектоническому воздействию связи со слабонесущем грунтом. Вследствие этого для надежной эксплуатации нефтепровода необходимо проводить отслеживание его пространственного положения, то есть проводить мониторинг.

Помимо изменения положения трубопровода, также одним из негативных процессов для него является деформация от приложенных на трубу нагрузок, как постоянных, так и временных. Таким образом, у участков нефтепроводов возникают напряженные состояния материала вследствие силового воздействия. Для контроля данного процесса первоначально рассчитывается толщина стенки трубы, но не всегда это является достаточным в связи с воздействием на трубопровод временных нагрузок вследствие нахождения его в сложных климатических условиях. Ввиду этого для обеспечения контроля необходимо также проводить мониторинг трубопровода, а именно его напряженно-деформирование состояние.

Существуют различные методы определения НДС на действующих магистральных нефтепроводах, которые делятся на следующие группы и подгруппы:

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фролова А.В.			Мониторинг пространственного положения нефтепровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					76	122
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

1. Измерение профиля трубы и расчет НДС:

- космическая съемка;
- системы GPS;
- аэрофотосъемка;
- надземное обследование.

2. Физические методы измерения НДС:

- дистанционная тензометрия (мониторинг НДС интеллектуальными вставками и мониторинг НДС волоконно-оптическими сенсорами);
- измерения НДС на шурфах.

Из данного списка следует, что для контроля участков трубопровода, подвергающихся нагрузкам и деформациям, зачастую необходимо использовать специальные программы, которые решают данные задачи и помогают выявить проблему до наступления инцидентного случая.

В данной работе была выбрана методика контроля нефтепровода с применением таких программ как Inventor и Ansys.

7.1 Расчет НДС при мониторинге пространственного положения нефтепровода с применением программ Inventor и Ansys

7.1.1 Подготовительный этап расчета НДС

Для мониторинга участка нефтепровода был выбран действующий объект с заданными техническими характеристиками, которые необходимо учитывать при построении модели нефтепровода. Данные характеристики представлены в таблице 7.1.

					<i>Мониторинг пространственного положения нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

Таблица 7.1 – Технические характеристики магистрального нефтепровода

Диаметр	530 мм
Толщина стенки	10 мм
Рабочее давление на выходе НПС	5,1 МПа
Марка стали	17ГС; класс прочности К52
Предел прочности	510 МПа
Предел текучести	350 МПа
Длина отрезка нефтепровода	13 м

Первый этап заключается в создании модели настоящего нефтепровода с «катушкой» с заданными техническими параметрами и учетом соединения участков в программе Inventor, которая позволяет создавать трехмерные твердотельные модели (рисунок 7.1).

Второй этап заключается в обработке построенной модели в программе Ansys, где первоначально модель проходит предпроцессинг, в который входит:

- установка параметров контактов (в данном случае сварка: твердое соединение);

- настройка конечных параметров (давление, положения опор, параметры стали, сила притяжения);

- установка параметров, которые в дальнейшем будут изменяться для полного анализа состояния нефтепровода (внешняя сила, перемещение).

Полученная модель с заданными параметрами и их направлениями представлена в рисунок 7.2.

Далее происходит непосредственно расчет напряженно-деформированного состояния построенного нефтепровода и анализ полученных значений, которые в данном случае были получены в двух случаях: были заданы внешняя силы или перемещение.

					<i>Мониторинг пространственного положения нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

7.1.2 Расчет НДС при мониторинге состояния нефтепровода в зависимости от перемещения

Данный мониторинг также проводится для того, чтобы выявить, где происходит концентрация напряжения, какое пространственное положение занимает участок нефтепровода, то есть как он изменяется в зависимости от перемещения.

Для этого задается перемещение (S) и рассчитываются такие параметры как общее перемещение нефтепровода, напряжение нефтепровода, упругая деформация нефтепровода и запас его прочности. Для сравнения данных параметров были проведены расчеты с двумя значениями перемещения $S = 0,05$ м и $S = 0,2$ м и получены результаты на рисунках 7.3-7.6.

					<i>Мониторинг пространственного положения нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						80
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Помимо расчетов с учетом вышеперечисленных сил, произведены расчеты параметров с другими значениями S , представленные в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Расчет НДС в зависимости от перемещения

S , м	Перемещение, м	Напряжение, Па	Деформация, м/м	Запас прочности
0,01	$6,2948 \cdot 10^{-3}$	$1,1913 \cdot 10^8$	$5,978 \cdot 10^{-4}$	3,0714
0,039	$2,4525 \cdot 10^{-2}$	$1,6611 \cdot 10^8$	$8,3427 \cdot 10^{-4}$	2,2986
0,05	$3,1442 \cdot 10^{-2}$	$1,9034 \cdot 10^8$	$9,5604 \cdot 10^{-4}$	2,0695
0,07	$4,4017 \cdot 10^{-2}$	$2,3831 \cdot 10^8$	$1,1971 \cdot 10^{-3}$	1,7432
0,1	$6,2881 \cdot 10^{-2}$	$3,1543 \cdot 10^8$	$1,5846 \cdot 10^{-3}$	1,402
0,12	$7,5456 \cdot 10^{-2}$	$3,6873 \cdot 10^8$	$1,8524 \cdot 10^{-3}$	1,2372

					Мониторинг пространственного положения нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Продолжение таблицы 7.3

0,15	$9,432 \cdot 10^{-2}$	$4,5029 \cdot 10^8$	$2,2622 \cdot 10^{-3}$	1,0491
0,17	0,1069	$5,0538 \cdot 10^8$	$2,6873 \cdot 10^{-3}$	0,9513
0,2	0,12576	$5,8871 \cdot 10^8$	$2,9577 \cdot 10^{-3}$	0,83356

Из-за воздействия внешних сил и внутреннего давления происходит изгиб нефтепровода, на этих участках возникает напряженно-деформированное состояние. По данной таблице можно увидеть, при каком значении перемещения трубопровод прогнется на определенное значение, какое значение напряжения имеет данный участок. А также в какой момент и в каком месте трубопровод будет иметь такой запас прочности, при котором начнет разрушаться.

По данной таблице можно наблюдать как изменяются данные параметры в зависимости от заданных значений. Благодаря данному расчету также возможно определить запас прочности нефтепровода, из которого видно, что участок начнет разрушаться и требует применения восстановительных мер при $S = 0,17$ м, так как запас прочности в данном случае меньше 1.

Также по данным расчетом можно определить, какие напряжения будут воздействовать на трубопровод при упругом изгибе, которой создает дополнительные напряжения на трубопровод еще до начала эксплуатации. Радиус упругого изгиба в соответствии с диаметром данного нефтепровода равняется 530 м. Вычислив, что при данном значении радиуса упругого изгиба перемещение составит 0,039 м, можно вычислять какие напряжения будет иметь трубопровод при данном радиусе изгиба и при его превышении. По таблице определяем, что напряжение при радиусе изгиба 0,039 м равно $1,6611 \cdot 10^8$ Па и оно не превышает допустимое напряжение $1,84 \cdot 10^8$ Па. Также запас прочности показывает, что в данных условиях труба не разрушается и не требует применение восстановительных мер. Однако при превышении радиуса упругого изгиба наблюдается превышение допустимого напряжения

					Мониторинг пространственного положения нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

трубопровода, что означает, что трубопровод уже не находится в нормальном состоянии и требует применение мер для недопущения разрушения.

7.1.3 Расчет НДС при мониторинге состояния нефтепровода в зависимости от прикладываемой силы

Данный мониторинг проводится для того, чтобы выявить, где появляются напряжения и какое значение они имеют.

Для этого задается сила и рассчитываются такие параметры как общее перемещение нефтепровода, напряжение нефтепровода, упругая деформация нефтепровода и запас его прочности. Для сравнения данных параметров были проведены расчеты с двумя значениями сил $F = 5000 \text{ Н}$ и $F = 50000 \text{ Н}$ и получены результаты на рисунках 7.7 - 7.10.

					<i>Мониторинг пространственного положения нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

Помимо расчетов с учетом вышеперечисленных сил, произведены расчеты параметров с другими значениями F, представленные в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Расчет НДС с воздействием внешних сил

F, Н	Перемещение, м	Напряжение, Па	Деформация, м/м	Запас прочности
5000	$3,801 \cdot 10^{-4}$	$1,1787 \cdot 10^8$	$5,9076 \cdot 10^{-4}$	2,9801
10000	$7,0707 \cdot 10^{-4}$	$1,1791 \cdot 10^8$	$5,9096 \cdot 10^{-4}$	2,9793
25000	$1,716 \cdot 10^{-3}$	$1,1819 \cdot 10^8$	$5,9238 \cdot 10^{-4}$	2,9743
50000	$3,4108 \cdot 10^{-3}$	$1,1921 \cdot 10^8$	$5,9744 \cdot 10^{-4}$	2,9541
100000	$6,8078 \cdot 10^{-3}$	$1,2317 \cdot 10^8$	$6,1739 \cdot 10^{-4}$	2,8671

					Мониторинг пространственного положения нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Продолжение таблицы 7.3

250000	$1,7007 \cdot 10^{-2}$	$1,4628 \cdot 10^8$	$7,3345 \cdot 10^{-4}$	2,4974
400000	$2,7208 \cdot 10^{-2}$	$1,7887 \cdot 10^8$	$8,9689 \cdot 10^{-4}$	2,1631
1000000	$6,8017 \cdot 10^{-2}$	$3,3991 \cdot 10^8$	$1,7045 \cdot 10^{-3}$	1,3748
2500000	0,17004	$7,8783 \cdot 10^8$	$3,9505 \cdot 10^{-3}$	0,69159

По данной таблице можно увидеть, при каком значении нагрузке трубопровод прогнется на определенное значение, какое значения напряжения оказывается на участок. А также в какой момент у трубопровода закончится запас прочности, то есть в какой момент и в каком месте трубопровод начнет разрушаться.

Из данной таблице видно, что при $F = 2500000$ Н, трубопровод не выдержит. В программе Ansys данный факт можно понять, как по численному значению, которое меньше 1, так и визуально, ведь программа показывает красным цветом в каком месте трубопровода происходят разрушительные процессы (рисунок 7.11).

Таким образом, программа Ansys позволяет проводить измерение пространственного положения трубопровода, рассчитывать различные необходимые параметры для обеспечения безопасной эксплуатации. Данная методика позволяет анализировать какие участки требуют вмешательства при влиянии на них внешних сил, а какие имеют еще достаточный запас прочности для продолжения устойчивой работы.

Оценивая расчеты измерений пространственного положения данного нефтепровода, можно сделать вывод, что он подлежит использованию при воздействии на него приемлемых сил, которые возникают на данном участке.

					<i>Мониторинг пространственного положения нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

8.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Ремонт трубопроводов в условиях болот является важным этапом эксплуатации трубопровода, от которого зависит надежность поставок нефти и газа. В связи с этим, ремонт трубопровода на болотах является неотъемлемой задачей компаний, ставящих перед собой задачи в удовлетворении потребностей как физических лиц, то есть населения государства, так и компаний, нуждающихся в нефти и газа, а значит в энергии, которая на данный момент является очень востребованной.

Целевым рынком в данной работе являются основные нефтедобывающие и транспортирующими компании, такие как ПАО «НК «Лукойл», ПАО «Сургутнефтегаз», АО «Транснефть – Центральная Сибирь», ПАО «Газпром», ПАО «Новатэк» и ПАО АНК «Башнефть».

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер предприятий важен, так как крупные компании часто используют новые технологии и имеют возможность возместить убытки. Что же касается отраслей, то данная работа применяется в нефтедобывающих и транспортирующих предприятиях.

На рисунке 8.1 представлена карта сегментирования рынка

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа		
Разраб.		Фролова А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.				87	122
Консульт.					ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

предоставляемых услуг для крупных, средних и мелких нефтедобывающих и транспортирующих предприятий.

		Отрасль	
		Нефтедобывающие предприятия	Транспортирующие предприятия
Размер	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	Лукойл		Сургутнефтегаз		Башнефть		Газпром		Транснефть		Новатэк
--	--------	--	----------------	--	----------	--	---------	--	------------	--	---------

Рисунок 8.1 – карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

По рисунку 8.1 можно сделать вывод, что основными наиболее перспективными сегментами рынка в отраслях нефтедобычи и транспортировки являются предприятия всех размеров.

8.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;

- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, представленной в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – оценочная карта для сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Бф	Бк	Кф	Кк
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1.Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	4	0,25	0,2
2. Удобство эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,25	5	4	1,25	1
3. Надежность	0,1	5	4	0,5	0,4
4. Безопасность	0,15	4	3	0,6	0,45
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,2	5	4	1	0,8

Продолжение таблицы 8.1

2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,2	4	3	0,8	0,6
3. Наличие сертификации разработки	0,05	5	3	0,25	0,15
Итого	1	33	25	4,65	3,6

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

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

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таким образом, конкурентоспособность разработки составляет 4,65, а конкурентоспособность альтернативной разработки составляет 3,6. Данный результат показывает, что существующая разработка является конкурентноспособной и имеет преимущество по всем показателям. Конкурентным преимуществом данной разработки являются все выбранный показатели.

8.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно- исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта, который проводится в три этапа.

Первый этап, представленный в таблице 8.2, 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.

Таблица 8.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: 1.Высокий уровень проникновения на рынок 2.Предъявленная безопасность и надежность 3.Использование технологий на безлюдных территориях	Слабые стороны проекта: 1. Недостаток средств финансирования 2. Сложность ремонта нефтепровода на болотах 3. Необходим точный и аккуратный ремонт нефтепровода
Возможности: 1.Появление спроса на продукт 2.Внедрение инноваций	Высокий уровень проникновения на рынок и предъявленная безопасность и надежность позволяют вызвать спрос на данный продукт. А также использования технологий на безлюдных территориях расширяют границы использования метода и происходит внедрение инноваций.	Внедрение инноваций требует средства финансирования, а в результате необходимости и аккуратности в ремонте происходит затрат длительного промежутка времени.
Угрозы: 1. Снижение стоимости нефтепродуктов 2.Появление новых конкурентов	При снижении стоимости нефтепродуктов ремонт трубопровода в условиях болот может оказаться нерентабельным, однако высокий уровень проникновения на рынок позволит удержать высокие позиции на рынке.	Несвоевременное финансирование проекта приведет к появлению конкурентов на рынке.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Каждый фактор отмечен либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивная матрица данного проекта представлен в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	+	+	+
Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	0	-	-
	У2	-	-	-
Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	0	+
	B2	+	+	+
Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	0
	У2	+	+	0

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>1.Высокий уровень проникновения на рынок</p> <p>2.Предъявленная безопасность и надежность</p> <p>3.Использование технологий на безлюдных территориях</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>1.Недостаток средств финансирования</p> <p>2.Сложность ремонта нефтепровода на болотах</p> <p>3.Необходим точный и аккуратный ремонт нефтепровода</p>
<p>Возможности:</p> <p>1.Появление спроса на продукт</p> <p>2.Внедрение инноваций</p>	<p>Высокий уровень проникновения на рынок и предъявленная безопасность и надежность позволяют вызвать спрос на данный продукт (В1, С1, С2). Использование технологий на безлюдных территориях расширяют возможности и позволяют внедрять инновации (В2, С3).</p>	<p>Внедрение инноваций требует средства финансирования, а в результате необходимости точности и аккуратности в ремонте происходит затрат длительного промежутка времени (В2, Сл1, Сл3).</p>
<p>Угрозы:</p> <p>1.Снижение стоимости нефтепродуктов</p> <p>2.Появление новых конкурентов</p>	<p>При снижении стоимости нефтепродуктов ремонт трубопровода в условиях болот может оказаться нерентабельным, однако высокий уровень проникновения на рынок позволит удержать высокие позиции на рынке и обойти конкурентов (У1, У2, С1).</p>	<p>Несвоевременное финансирование проекта и сложность в данной методике приведет к появлению конкурентов на рынке (У2, Сл1, Сл2).</p>

По результатам SWOT-анализа можно сделать вывод, что у разрабатываемого проекта сильных сторон больше, чем слабых и данный проект является конкурентноспособным.

8.2 Планирование научно-исследовательских работ

8.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят бакалавр и научный руководитель. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ, которые представлены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, обзор литературы	Бакалавр
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Бакалавр
	7	Разработка методики проведения расчета НДС	Бакалавр
	8	Оценка результатов, полученных в расчетной части	Бакалавр

Продолжение таблицы 8.5

Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Бакалавр
	10	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Бакалавр
	11	Составление пояснительной записки	Бакалавр

8.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

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

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожi}$ используется следующая формула:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5},$$

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

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое

вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

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

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

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

8.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

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

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 104 - 15} = 1,48,$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в 2020 году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в 2020 году;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в 2020 году.

Временные показатели и календарный план-график представлены в таблицах 7 и 8 соответственно.

Таблица 6 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители			Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} , чел. - дни			t_{max} , чел. - дни			$t_{ож}$, чел. - дни			Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3									
Составление и утверждение технического задания	1	2	3	3	4	5	1,8	2,8	3,8	Руководитель			1,8	2,8	3,8	2,664	4,144	5,624
Выбор направлений исследований	1	2	3	4	5	6	2,2	3,2	4,2	Руководитель, Бакалавр			1,1	1,6	2,1	1,628	2,368	3,108
Подбор и изучение материалов по теме	15	18	22	18	22	26	16,2	19,6	23,6	Бакалавр			16,2	19,6	23,6	23,976	29,008	34,928
Календарное планирование работ по теме	1	2	3	3	4	5	1,8	2,8	3,8	Руководитель, Бакалавр			0,9	1,4	1,9	1,332	2,072	2,812
Проведение теоретических исследований, обзор литературы	10	12	14	14	16	18	11,6	13,6	15,6	Бакалавр			11,6	13,6	15,6	17,168	20,128	23,088
Проведение теоретических расчетов и обоснований	8	10	12	10	12	14	8,8	10,8	12,8	Бакалавр			8,8	10,8	12,8	13,024	15,984	18,944
Разработка методики проведения расчета НДС	4	5	6	6	7	8	4,8	5,8	6,8	Бакалавр			4,8	5,8	6,8	7,104	8,584	10,064
Оценка результатов, полученных в расчетной части	2	3	4	3	4	5	2,4	3,4	4,4	Бакалавр			2,4	3,4	4,4	3,552	5,032	6,512
Оценка эффективности полученных результатов	4	5	6	6	7	8	4,8	5,8	6,8	Руководитель, Бакалавр			2,4	2,9	3,4	3,552	4,292	5,032
Определение целесообразности проведения процесса	4	5	6	6	7	8	4,8	5,8	6,8	Руководитель, Бакалавр			2,4	2,9	3,4	3,552	4,292	5,032
Составление пояснительной записки	8	9	10	10	11	12	8,8	9,8	10,8	Бакалавр			8,8	9,8	10,8	13,024	14,504	15,984
																91	110	131

Итого, дн.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблица 7 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Длительность работ в календарных днях	Продолжительность выполнения работ																
			февраль			март			апрель			май			июнь				
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2			
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	5,624																	
Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр	3,108																	
Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр	34,928																	
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр	2,812																	
исследований, обзор литературы	Бакалавр	23,088																	
Проведение теоретических расчетов и обоснований	Бакалавр	18,944																	
Разработка методики проведения расчета НДС полученных в расчетной части	Бакалавр	10,064																	
Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Бакалавр	5,032																	
целесообразности проведения процесса	Руководитель, Бакалавр	5,032																	
Составление пояснительной записки	Бакалавр	15,984																	

■ – Руководитель ■ – Бакалавр

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

8.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

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

1. Материальные затраты НТИ.
2. Затраты на основное оборудование.
3. Основная заработная плата исполнителей темы.
4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы.
5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).
6. Накладные расходы.

8.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат НТИ включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхи}$$

где m – количество видов материальных ресурсов;
 $N_{расхи}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию (шт., кг, м и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида (руб/шт., руб/кг, руб/м и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы (20% или 0,2).

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, занесены в таблицу 8.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Таблица 8.8 – Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Количество		Цена за ед., руб.		Затраты на материалы З _м , руб.	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Персональный компьютер	шт.	3	3	40000	41000	144000	147600
Безлимитный интернет на месяц	шт.	3	3	700	900	2520	3240
Электроэнергия	кВт.ч.	130	140	2,45	2,45	383	412
Ручка шариковая	шт.	3	3	50	45	180	162
Карандаш	шт.	2	2	20	20	48	48
Тетрадь	шт.	1	2	40	40	48	96
Бумага формата А4	пачка	1	2	300	300	360	720
Итого, руб.						147539	152278

8.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Расчет затрат на специальное оборудование включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 8.9).

Таблица 8.9– затраты на приобретения спецоборудования

№	Наименование	Количество		Цена за ед., руб.		Общая стоимость, руб.	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
1	Программное обеспечение ANSYS (подписка на месяц)	3	3	600	800	1800	2400
2	Программное обеспечение Inventor (подписка на месяц)	3	3	400	600	1200	1800
Итого						3000	4200

8.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Основная заработная плата исполнителей работ по данной теме включает в себя заработную плату руководителя и бакалавра и рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{д}} \cdot T_{\text{раб}},$$

Где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 6);

$Z_{\text{д}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_d = \frac{Z_M \cdot M}{F_d},$$

где Z_M – 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;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени, раб.дн.

Баланс рабочего времени исполнителей представлен в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней (выходные и праздничные дни, отпуск, невыходы по болезни)	147	175
Действительный годовой фонд рабочего времени	219	191

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_M = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p,$$

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

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

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

Расчет основной заработной платы приведён в таблице 8.11.

Таблица 8.11 – Основная заработная плата

Исполнители	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_M , руб.	Z_d , руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	32000	0,3	0,3	1,3	66560	3404	22	74888
Бакалавр	0	0	0	1,3	0	0	126	0

8.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}},$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

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

Дополнительная заработная плата для руководителя составляет:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot 74888 = 8986,56 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата для бакалавра $З_{\text{доп}} = 0$ руб.

8.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды ($k_{\text{внеб}} = 0,271$).

Отчисления во внебюджетные фонды представим в таблице 8.12.

Таблица 8.12– Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	74888,00	8986,56
Бакалавр	0	0
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	0,271	0,271
Итого	22730,00	

8.3.6 Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}$$

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

Величину коэффициента накладных расходов принимаем в размере 16%.

Величина накладных расходов составляет:

Исполнение 1:

$$Z_{\text{накл}} = (147539 + 3000 + 74888 + 8986,56 + 22730) \cdot 0,16 = 41142,9 \text{ руб.}$$

Исполнение 2:

$$Z_{\text{накл}} = (152278 + 4200 + 74888 + 8986,56 + 22730) \cdot 0,16 = 42093,3 \text{ руб.}$$

8.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 8.13.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

Таблица 8.13– Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Исп.1	Исп.2
1. Материальные затраты НИИ	147539	152278
2. Специальное оборудование для научных работ	3000	4200
3. Основная заработная плата	74888	74888
4. Дополнительная заработная плата	8986,56	8986,56
5. Отчисления на социальные нужды	22730	22730
6. Накладные расходы	41142,9	42093,3
7. Бюджет затрат	298286,46	305175,86

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

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

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

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 8.14.

Таблица 8.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	5
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,25	5	4
Надежность	0,1	5	4
Безопасность	0,15	4	4

Продолжение таблицы 8.14

Цена	0,2	5	4
Предполагаемый срок эксплуатации	0,2	4	4
Наличие сертификации разработки	0,05	5	5
Итого	1	4,65	4,1

Показатель ресурсоэффективности равняется:

$$I_{p-исп1} = 4,65;$$

$$I_{p-исп1} = 4,1.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки $I_{исп.1}$ определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-испi}}{I_{финi}^{исп.1}}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных (таблица 8.15). Сравнительная эффективность $\mathcal{E}_{ср}$ вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}}$$

Таблица 8.15 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,97	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	4,1

Продолжение таблицы 8.15

3	Интегральный показатель эффективности	4,79	4,1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,86

Сравнение интегральных показателей эффективности показало, что наиболее эффективным вариантом исполнения данного проекта с позиции финансовой и ресурсной эффективности является исполнение 1.

9. Социальная ответственность

Ремонт на линейной части магистрального нефтепровода «4120» необходим для предотвращения аварий и износа трубопровода, так как данный объект находится в условиях болот и подвергается интенсивному воздействию внешних факторов и воздействию перекачиваемой нефти. Ремонт на участке км104-км118 производится методом врезки и вырезки катушки.

Данный участок трубопровода находится рядом с городом Кедровый, который расположен на северо-востоке Васюганской равнины и приравнивается к районам Крайнего севера, где главной чертой климата являются низкие температуры в течение всего года.

9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

9.1.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства

Оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате.

Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в данных районах или местностях.

Кроме установленных законодательством ежегодных основного оплачиваемого отпуска и дополнительных оплачиваемых отпусков, предоставляемых на общих основаниях, лицам, работающим в районах

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Разраб.		Фролова А.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никутьчиков В.К.					109	122
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Крайнего Севера, предоставляются дополнительные оплачиваемые отпуска продолжительностью 24 календарных дня, а лицам, работающим в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, 16 календарных дней.

Для работников федеральных государственных органов, расположенных в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, коллективным договором может предусматриваться оплата за счет средств работодателя стоимости проезда в пределах территории Российской Федерации для медицинских консультаций или лечения при наличии соответствующего медицинского заключения, если соответствующие консультации или лечение не могут быть предоставлены по месту проживания.

Работодатели обязаны обеспечить обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний [23].

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску [24].

К работам на опасных производственных объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ [25].

9.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На ремонтных участках должны быть организованы места для приема пищи, отдыха и сна (палатки, вагончики), отапливаемые в холодное время. В палатках, вагончиках должны быть умывальники и душ.

Инструмент, необходимый для работы, надо укладывать не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована. Запрещается складывать материалы и инструмент на откосе отвала земли со стороны траншеи и котлована.

Ремонтная колонна должна быть обеспечена аптечкой с медикаментами и перевязочными материалами.

В местах перехода через траншею над нефтепродуктопроводом необходимо пользоваться только инвентарными мостиками, имеющими не менее одной промежуточной опоры.

При появлении трещин на стенках траншеи нужно удалить работников из траншеи и принять меры по предотвращению обрушения грунта.

При рытье траншей в местах прохода людей или проезда автотранспорта должны быть установлены ограждения и знаки безопасности, а в ночное время должен быть установлен световой сигнал безопасности [3].

9.2 Производственная безопасность

При ремонте трубопровода могут возникнуть опасные и вредные факторы, возникающие под действием основных элементов производственного процесса на данной территории. Их перечень приводится в таблице 9.1.

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 9.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работы	Нормативные документы
	Ремонт на линейной части магистрального нефтепровода	
1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	ГОСТ 12.4.011-89 [26] СанПиН 2.2.4.548-96 [27]
2.Загазованность рабочей зоны	+	СанПиН 2.2.4.1294-03 [28] ГОСТ 12.1.005-88 [29]
3.Повышенный уровень шума	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [30] СП 51.13330.2011 [31]
4.Пожаровзрывоопасность	+	ГОСТ 12.1.010-76 [32] ГОСТ 12.1.004-91 [33]
5.Механические травмы	+	ФНП N 101 [34] ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ [35]

9.2.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При работе на открытом воздухе на человека оказывает влияние показатели климата, который почти на всей территории данного района резко континентальный, характеризующийся продолжительной и холодной зимой, а также жарким летом. Такие показатели могут привести к ухудшению общего самочувствия человека.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

Работы на открытом воздухе в условиях низких температур должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения [36].

Допустимое время пребывания на холоде и минимальное количество 10 минутных перерывов за 4 часа работы определяется в соответствии с методическими рекомендациями МР 2.2.7.2129-06 [37].

При температуре воздуха ниже -40°C применять средства защиты лица и органов дыхания работы на открытой территории в зимних условиях. При отсутствии защиты лица и органов дыхания работы на открытой территории не должны проводиться при сочетаниях температуры воздуха и скорости ветра, представляющих опасность обморожения через 1 мин.

Рабочий при выполнении работ на открытом воздухе в условиях низких температур должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.

Необходимо обеспечить температуру воздуха в местах обогрева на уровне $21-25^{\circ}\text{C}$. Помещение должно быть оборудовано устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне $35-40^{\circ}\text{C}$ [36].

Загазованность рабочей зоны

В результате ремонтных работ трубопровода возможна загазованность, так как используется различного рода техника и оборудование, не исключающая возможность повреждения трубопровода.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций. Разрешается работа без противогаза при загазованности воздуха природным газом менее 300 мг/м^3 .

При выполнении работ, при которых возможна загазованность, следует выполнять бригадой исполнителей в составе не менее двух человек. Члены бригады должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов, спецодеждой, спецобувью, инструментом, приспособлениями и вспомогательными материалами.

					Социальная ответственность	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Повышенный уровень шума

При работе на специальных машинах при ремонте трубопровода, а также при использовании рабочей техники и приборов происходит воздействие повышенного уровня шума на человека.

Внезапные шумы высокой интенсивности, могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

В соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16 [38] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с 108 октавными уровнями звукового давления.

При воздействии шума в границах 80-85 дБА работодателю необходимо минимизировать возможные негативные последствия с помощью подбора рабочего оборудования, обладающего меньшими шумовыми характеристиками, использования всех необходимых технических средств (защитные экраны, кожухи, звукопоглощающие покрытия, изоляция, амортизация). Также необходимо ограничить продолжительность и интенсивность воздействия до уровней приемлемого риска.

9.2.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Пожаровзрывоопасность

Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючим углеводородным сырьем. В траншеях, где происходит непосредственно ремонт, может скапливаться газ, который может привести к взрывам.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

					Социальная ответственность	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать 300 мг/м³, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию для паров нефти 2100 мг/ м³.

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов, должны проводиться с применением инструмента, не дающего искр в спецодежде, не накапливающей статическое электричество, обуви, не имеющей металлических вставок. Для освещения применяются светильники не выше 12 В выполненные во взрывоопасном исполнении. Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарная автоцистерна устанавливается не ближе 30 м от места производства работ.

Механические травмы

В полевых условиях при строительстве трубопровода возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода.

Для предотвращения повреждений необходимо до начала работ, оформить наряды – допуска на проведение газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности. Необходимо обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ, после доставки и расстановки всё электрооборудование заземлить. При сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями.

9.3 Экологическая безопасность

9.3.1 Воздействие на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы является нефть, которая при повреждении нефтепровода выделяется и в значительной степени разлагается и испаряется на поверхности почвы. Путем испарения из почвы удаляется от 20 до 40 % легких фракций нефти. Летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения

					Социальная ответственность	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

приводит к образованию смога. Загрязнение приземного слоя атмосферы оказывает существенное отрицательное влияние на человека и растительность вследствие общетоксического действия перечисленных ингредиентов.

Растительный покров в районах Крайнего Севера находится в крайне неблагоприятных климатических условиях, поэтому загрязнение воздуха, может привести к угнетению растительного покрова.

Способом борьбы с воздействием на атмосферу является снижение температуры нефти и нефтепродуктов, улучшение герметизации емкостей, установки улавливающие пары углеводородов.

9.3.2 Воздействие на гидросферу

Разливы нефти и нефтепродуктов оказывают влияние на гидросферу оказывают разливы нефти, так как при попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену, вследствие чего приносит значительный ущерб живущим организмам. Достаточно небольшого количества нефти, чтобы испортить качество воды.

Не допускается загрязнение поверхностных вод при проведении строительных и взрывных работ, при добыче полезных ископаемых, прокладке кабелей, трубопроводов и других коммуникаций, сельскохозяйственных и других видах работ в водных объектах или прибрежных водоохраных зонах [39].

В случае разлива нефти для предотвращения воздействий необходимо применение нефтесборщиков, сорбентов и боновых заграждений. Сорбенты при соприкосновению с нефтью впитывают её, образуя комья до максимума насыщенного нефтью.

9.3.3 Воздействие на литосферу

Источником загрязнения почв является нефть, которая разлилась в следствии повреждения трубопровода. Тяжелые нефти, содержащие

					Социальная ответственность	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

значительное количество смол, асфальтенов и тяжелых металлов, оказывают токсичное воздействие на организмы, а также изменяют воднофизические свойства почв. Попадание парафиновой нефти в почву ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок.

При использовании земли, передаваемой во временное пользование, необходимо проведения ее рекультивации. Также при проведении ремонтных работ необходимо обеспечить минимальное повреждение почв. Для этого необходимо внесение минеральных удобрений, известки, рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода и окисления нефти и нефтепродуктов.

9.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В местах ремонтных работ трубопровода могут возникнуть чрезвычайные ситуации такие как лесные пожары, наводнения, а также причины техногенного характера (аварии).

Одним из наиболее вероятных чрезвычайных ситуаций является взрыв на рабочем месте в газоопасных местах, причиной которого могут послужить ошибочные действия работников, отказ приборов контроля, отказ и износ электрооборудования, факторы внешнего воздействия (природного характера).

Для предотвращения данной чрезвычайной ситуации необходимо усиление контроля за состоянием объекта, проведения инструктажа и учебно-тренировочных мероприятий, оснащение территории датчиками загазованности.

Для снижения потерь в случае ЧС необходим разработанный план ликвидации аварий на магистральных трубопроводах. Также для уменьшения масштабов ЧС необходимо создание и использование систем своевременного оповещения населения, персонала объекта и органов управления, которое позволяет принять своевременные необходимые меры по защите населения и тем самым снизить потери.

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выводы

Социальная ответственность имеет особую важность во всех типах работ, проводимых на магистральном трубопроводе. Это связано с тем, что эксплуатация трубопровода отличается повышенным уровнем аварийности и травматизма, а также экологической нагрузкой на окружающую среду. Поэтому задачей социальной ответственности служит снижение негативного воздействия вредных и опасных производственных факторов на человека, обеспечение охраны труда и экологии, для чего и был проведен анализ условий производственной деятельности и изучены методы защиты воздействий на экологию.

Соблюдение условий помогут на производстве минимально негативно воздействовать на человека и окружающую среду.

					Социальная ответственность	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

Проведение ремонтно-восстановительных работ в условиях болот II и III типа характеризуется сложными технологическими процессами, которые требуют специального подхода в данных климатических условиях, обусловленные слабонесущими грунтами и обводненностью.

В данной выпускной квалификационной работе было рассмотрен технологический процесс по выполнению работ магистрального нефтепровода методом вырезки и врезки катушки в условиях болот, который показал, что ремонтные работы сочетают в себе стандартные методы и приемы, используемые на остальной части нефтепровода. Однако в ходе ремонта в условиях болот при проведении подготовительных работ необходимо учитывать проходимость, использовать специализированную технику и применять герметичные камеры.

Также была произведена оценка технического состояния нефтепровода. Произведен расчет на прочность, который показал, что условия прочности данного трубопровода выполняется. Произведен расчет на устойчивость против всплытия, который показал, что трубопровод необходимо балластировать и проделан расчет количества утяжелителей различных балластирующих конструкций.

Для обеспечения контроля технического состояния нефтепровода было проведено отслеживание его пространственного положения и рассчитано напряженно-деформированное состояние с применением программ Inventor и Ansys, с помощью которых было определено при каких параметрах трубопровод находится в нормальном состоянии, а при каких необходимо применять меры для обеспечения безопасной эксплуатации нефтепровода.

Таким образом, в данной работе была достигнута поставленная цель, решены выдвинутые задачи и произведен анализ социальной и финансовой части выполненной работы.

					Заключение	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список использованных источников

1. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – 271 с.
2. Димов Л.А., Богушевская Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. М.: Издательство «Горная книга», 2010. — 392 с.
3. Березин В.Л., Ращепкин К.Е. и др. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов. - М: Недра, 1978.
4. Болота Западной Сибири, их строение и гидрологический режим / Под ред. К.Е. Иванова, С.М. Новикова. – Л.: Гидрометеиздат. 1976. – 446 с.
5. Методика расчета на прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода диаметром 219-1220 мм. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1976.
6. РД-23.040.00-КТН-011-11 Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов.
7. РД 23.040.00-КТН-090-07 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
8. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
9. РД 153-39.4-067-04. Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов (Положение).
10. РД 153-39.4-044-99 Правила капитального ремонта магистральных нефтепродуктопроводов проложенных по территории

					<i>Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Фролова А.В.			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Никучииков В.К					120	122
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

городов, населенных пунктов и заходящих на территории нефтебаз и перекачивающих станций. – М.: Нефть и газ, 2000.

11. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М.: Госстрой, ФАУ "ФЦС", 2013. – 88 с.

12. ГОСТ 21123-85 Торф. Термины и определения.

13. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80*. – М.: Госстрой, 2014.

14. СП 104-34-96. Производство земляных работ. – М., 1996.

15. ТТК. Разработка траншеи канатно-скреперной установкой на участке с межболотными озерами для прокладки трубопровода

16. РД-23.040.00-КТН-073-15 Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов.

17. РД-25.160.00-КТН-037-14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов.

18. ВСН 006–89. Строительство магистральных трубопроводов. Сварка. - М.: ВНИИСТ, 1990.

19. ОТГ-25.160.00-КТН-010-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оборудование и материалы сварочные

20. ОТГ-23.040.00-КТН-135-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования

21. ОСТ 102-99-85. Утяжелители железобетонные для трубопроводов. Общие технические требования.

22. Балластирующие устройства для трубопроводов ПКБУ [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://fnauka.ru/catalog/ballastiruyushchie-konstruktsii-dlya-truboprovodov/> Дата обращения: 18.04.2020

23. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 16.12.2019).

					Список использованных источников	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

24. ПБ 08624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
25. ПОТ Р О-112-002-98 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепродуктов.
26. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
27. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
28. СанПиН 2.2.4.1294-03 Гигиенические требования к аэроионному составу воздуха производственных и общественных помещений.
29. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
30. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности.
31. СП 51.13330.2011 Защита от шума.
32. ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования.
33. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
34. ФНП N 101 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
35. ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ Процессы производственные. Общие требования безопасности.
36. Инструкция по охране труда при выполнении работ на открытом воздухе в условиях низких температур.
37. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
38. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
39. ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.

					Список использованных источников	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		