

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
«Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции»

УДК 622.692.4.053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Харлампьев Харлампий Константинович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Креницына З.В.,	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

По основной образовательной программе подготовки бакалавров
По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

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
2Б8А	Харлампову Харлампью Константиновичу

Тема работы:

«Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022г. №39-43/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Вид трубопровода – Магистральный нефтепровод; 2. Диаметр – 530 мм; 3. Протяженность – 165 км; 4. Рабочее давление – 6,3 МПа; 5. Способ прокладки – подземный; 6. Транспортируемая среда – нефть; 7. Плотность транспортируемой среды – 850 кг/м³; 8. Температура перекачиваемой нефти – +40°С; 9. Сталь трубопровода – 17Г1С;
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов; 2. Расчет нефтепровода на прочность; 3. Обзор методов выборочного ремонта дефектных секций; 4. Обоснования выбора ремонтной конструкции на основе моделирования в САПР; 5. Разработка мероприятий по выборочному ремонту установкой муфты;
--	--

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

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницына Зоя Васильевна, доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	10.02.2022г.
--	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Гончаров Николай Вячеславович	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Харлампов Харламбий Константинович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Харламповеу Харлампию Константиновичу

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет сметной стоимости выполняемых работ по установке композитной муфты П1 и муфты П2.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ВСН Общие производственные нормы расхода материалов в строительстве
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 02.07.2021 N 305-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценка целесообразности ремонта магистрального нефтепровода муфтой П1
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Сметный расчет на ремонт магистрального нефтепровода
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности применяемой технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Смета затрат

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2022г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Харламповеу Харлампию Константинович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8А		Харлампьеву Харлампью Константиновичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> участок магистрального нефтепровода диаметром 530 мм, протяженность 165 км. <i>Область применения:</i> ремонт магистрального нефтепровода методом установки ремонтных конструкций <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>Размеры помещения (климатическая зона*):</i> континентальный умеренно-холодный климат <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> трубопровод диаметром 530 мм. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль воздушной среды, шлифовальные и сварочные работы, спускоподъемные операции.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</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. РД-23.040.00-КТН-201-17. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций 2. ОР 13.100.00-КТН-082-18 НД. Порядок организации огневых, газоопасных, ремонтных и других работ повышенной опасности на объектах организаций системы «Транснефть» 3. ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов 4. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ (ред. От 01.07.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» 5. ПБ 08624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности 6. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. От 01.03.2021)
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов; 2. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего;

	<p>3. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;</p> <p>4. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты;</p> <p>5. Пожаровзрывоопасность.</p> <p>Вредные факторы</p> <p>1. Повышенный уровень шума;</p> <p>2. Повышенный уровень локальной вибрации;</p> <p>3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</p> <p>4. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты: специальная одежда и обувь, перчатки, каски, респираторы, защитные очки, противозумные наушники, страховочные пояса.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p>Воздействие на селитебную зону не оказывается</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы, разрушение плодородного слоя;</p> <p>Воздействие на гидросферу: разливы нефти и других веществ;</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы паров нефти и других веществ, выхлопы техники;</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.);</p> <p>Техногенные аварии (разлив нефтепродуктов, пожар на объекте, возгорание нефти);</p> <p>Наиболее типичная ЧС: экологическое загрязнение окружающей среды нефтепродуктами (разлив нефтепродуктов).</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
10.02.2022г.	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Харлампьев Харлампий Константинович		

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 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.02.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
28.02.2022	<i>Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов</i>	10
05.03.2022	<i>Расчет нефтепровода на прочность</i>	15
15.03.2022	<i>Обзор методов выборочного ремонта дефектных секций</i>	10
20.03.2022	<i>Обоснования выбора ремонтной конструкции на основе моделирования в САПР</i>	20
15.04.2022	<i>Разработка мероприятий по выборочному ремонту установкой муфты</i>	15
30.04.2022	<i>Финансовый менеджмент</i>	7
15.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	7
19.05.2022	<i>Заключение</i>	5
30.05.2022	<i>Подготовка презентации</i>	6
<i>Итого:</i>		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Гончаров Н.В.	к.т.н		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 страницы, 44 рисунка, 18 таблиц, 39 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: ремонтная конструкция, композитная муфта, ремонт трубопровода, магистральный нефтепровод, композитно-муфтовый ремонт, надежность ремонта, ремонт без остановки перекачки.

Key words: repair system, sleeve fitting, pipeline repair, main oil pipeline, composite sleeve, reliability of repair, concurrent maintenance.

Цель работы – разработка мероприятий по повышению надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции.

В работе изучены основные методы выборочного ремонта магистрального нефтепровода. Проанализирована композитно-муфтовая технология ремонта трубопроводов. В качестве способа ремонта дефектной секции выбран метод установкой ремонтной конструкции, без остановки перекачки.

Разработаны мероприятия по выборочному ремонту методом установки ремонтной конструкции. Выполнен расчет на прочность нефтепровода. Произведен экономический расчет стоимости осуществления ремонта муфтой П1 и П2.

В результате исследования построена модель секции трубы с дефектом и ремонтная конструкция. Обоснован выбор ремонтной конструкции П1.

Результаты работы могут применяться при ремонте магистральных нефтепроводов методом установки ремонтных конструкций.

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Харлампьев Х.К.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					10	105
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 258А		

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Аномалия: Поры, шлаковые включения, утяжина, подрез, превышение проплава, наплывы, чешуйчатость, отклонения размеров шва от требований нормативных документов, а также те дефекты и особенности сварного шва, которые невозможно точно классифицировать по данным ВТД.

Выборочный ремонт: Ремонт отдельной секции трубопровода или группы секций, расположенных на расстоянии до 100 м друг от друга и содержащих дефекты, подлежащие ремонту.

Вырезка: Метод ремонта, заключающийся в вырезке из нефтепровода секции или участка секции с дефектом («катушка») и замене бездефектной «катушкой».

Заварка: Ремонт, заключающийся в восстановлении толщины стенки трубы в местах потери металла и сварного шва методом наплавки.

Композитная муфта: Ремонтная конструкция, изготавливаемая в заводских условиях, состоящая из стальной оболочки, не привариваемой на трубопровод и заполненной композитным составом, которая устанавливается по специальной композитно-муфтовой технологии.

Муфта: Ремонтная конструкция, изготавливаемая в заводских условиях, состоящая из стальной оболочки, привариваемой на трубопровод по специальной технологии.

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Харлампьев Х.К.</i>			<i>Определения, обозначения и сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					11	105
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 2Б8А		

Надежность трубопровода: Свойство трубопровода сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность транспортировать продукт перекачки в заданных режимах и условиях эксплуатации.

Потеря металла (коррозионная): Локальное уменьшение толщины стенки трубы в результате коррозионного повреждения

Ремонтная конструкция: Конструкция, установленная на нефтепроводе для ремонта дефектов.

Обозначения и сокращения

ВТД – внутритрубная диагностика;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

ЛЧМН – линейная часть магистрального газопровода;

КМТ – композитно – муфтовая технология;

МН – магистральный нефтепровод;

МТ – магистральный нефтепровод;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ОУ – очистное устройство;

ППР – проект производства работ;

РД – руководящий документ;

САПР – система автоматизированного проектирования;

ЭО – эксплуатирующая организация.

					<i>Определения, обозначения и сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Оглавление

Введение.....	15
Литературный обзор	18
1 Характеристика объекта исследования.....	19
2 Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов	20
2.1 Дефекты магистральных нефтепроводов	20
2.2 Преддиагностическая очистка нефтепроводов	27
2.3 ВТД нефтепровода	27
2.4 Дополнительный дефектоскопический контроль.....	28
3 Расчет нефтепровода на прочность	32
3.1 Расчет толщины стенки нефтепровода	32
3.2 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций	35
3.3 Проверка общей устойчивости в продольном направлении	36
4 Обзор методов выборочного ремонта дефектных секций.....	42
4.1 Ремонтные конструкции.....	43
4.2 Композитно-муфтовая технология.....	47
4.3 Композитный ремонт в мировой практике.....	48
5 Обоснования выбора ремонтной конструкции на основе моделирования в САПР	53
5.1 Зависимость характера распределения напряжений и перемещений от параметров дефекта.....	53
5.2 Моделирование участка с установленной муфтой	55
5.3 Анализ результатов	57
6 Разработка мероприятий по выборочному ремонту установкой муфты П1....	60
6.1 Подготовительные работы	61

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

6.2 Основные работы	67
6.3 Заключительные работы.....	72
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	74
7.1 Расчет времени для выполнения работ при установке муфты.....	74
7.2 Затраты на материалы.....	77
7.3 Расчет количества используемого оборудования и техники.....	80
7.4 Оплата труда и страховые взносы	82
7.5 Общие затраты на ремонт	84
8. Социальная ответственность	85
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
8.2 Производственная безопасность	88
8.3 Экологическая безопасность.....	94
8.4 Безопасность чрезвычайных ситуациях.....	96
Заключение	98
Список использованных источников	99
Приложение А	104
Приложение Б.....	105

Введение

Надежность, основной показателем каждого оборудования и сооружения в нефтегазовой промышленности. Безотказность, долговечность, стабильная работа и многие другие показатели зависят от надежности. В нефтяной и газовой промышленности уделяется большое внимание к обеспечению надежности, потому что аварии на объектах данной промышленности могут привести к огромному ущербу экологической среде и к человеческим жертвам.

В настоящее время актуальны исследования в области обеспечения надежности функционирования объектов транспорта нефти и газа [1]. Из-за увеличения протяженности, возраста трубопроводов и ужесточения требований к безопасности необходимо соблюдение безотказной и надежной работы производственных объектов транспортировки углеводородов. По мере старения нефтепроводов, повышается риск возникновения дефектов, которые могут привести к нарушению герметичности трубопровода.

По территории Российской Федерации проложено сотни тысяч километров магистральных трубопроводов, протяженность линейной части которых составляет на 2020 год более 260 тыс. км. В данное число входят:

- магистральные газопроводы — 182 тыс. км;
- магистральные нефтепроводы — 54 тыс. км;
- магистральные продуктопроводы — 24 тыс. км, в том числе:
- аммиакопроводы — 1,4 тыс. км;
- трубопроводы широких фракций углеводородов — 4 тыс. км.

На линейной части происходят аварийные ситуации из-за стороннего воздействия, износа, стихийных явлений и других причин.

Согласно данным отчета Ростехнадзора [2], по авариям на объектах магистрального трубопроводного транспорта и подземного хранения газа, составлена таблица 1.

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Харлампьев Х.К.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					15	105
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 2Б8А		

Таблица 1 – Виды аварий на МТ

Виды аварий	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Неисправность и износ оборудования	6 _к	5 _к	9	3	6 _к	9 _к	6 _к	4 _к	10	5	6
Другие виды аварий	7	12	12	9	2	4	5	2	2	2	5

Таблица 2 – Ущерб от аварий

Года	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Сумма ущерба млн.руб.	146	161,5	154,8	318,9	965	488,2	262,6	790,4	190,8	282,3	489,8
Количество аварий	13	17	21	12	8	13	11	6	12	7	11



Рисунок 1 – Динамика роста суммарного ущерба

Как видно из таблиц 1, 2 и графика на рисунке 1 нет тенденции к уменьшению количества аварий на объектах транспорта и хранения.

Коррозия занимает значительную часть в причинах аварий на магистральных трубопроводах. А также, причинами аварий могут являться внешние механические повреждения, несанкционированные врезки, брак при производстве, конструктивные недостатки и ошибочные действия персонала.

Для устранения дефектов, для восстановления несущей способности трубы назначается определенный метод ремонта в зависимости от параметров дефектов.

Основным преимуществом ремонтных конструкций, над методом вырезки катушки, является безопасность проведения ремонта, так как при проведении ремонта нет необходимости остановки перекачки и опорожнения участка трубы. Соответственно отсутствует контакт перекачиваемого продукта с окружающей средой и работниками.

Выбор ремонтной конструкции на определенный дефект осуществляется на основании нормативных документов, однако картина напряженно-деформированного состояния после установки муфты может быть другая. Для этого для прогнозирования результатов ремонта необходимо обоснование выбора метода ремонта расчетным способом.

Целью работы: разработка мероприятий по повышению надежности магистрального нефтепровода при ремонте с применением ремонтной конструкции.

Необходимо выполнить следующие задачи:

1. Обзор нормативно-технической документации и литературных источников по рассматриваемой тематике;
2. Оценка напряженно-деформированного состояния участка нефтепровода для анализа повышения его надежности после проведения ремонта;
3. Выбор и обоснование применения ремонтной конструкции;
4. Разработка мероприятий по проведению ремонта с применением выбранной ремонтной конструкции.

Объект исследования: участок магистрального нефтепровода диаметром 530 мм с дефектом потеря металла.

Предмет исследования: ремонт магистрального нефтепровода с применением ремонтной конструкции.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

Литературный обзор

Магистральные нефтепроводы предназначены для транспортирования нефти от промысла, где подготавливается продукция со скважин, до нефтеперерабатывающих заводов для последующего получения из нефти нужной продукции. По своим характеристикам МН являются уникальными сооружениями, которые регулируются своими нормативными требованиями. Одно из главных требований – это высокая надежность, при рациональных экономических затратах [3].

На надежность трубопроводов при эксплуатации непосредственно влияет качество и своевременность ремонта. Так как большинство дефектов находятся вразброс друг от друга, целесообразно производить выборочный ремонт. При допустимой остаточной толщине стенки, при дефектах геометрии в пределах допустимых значений проводится ремонт без остановки перекачки, без освобождения трубопровода от нефти, путем установки ремонтных конструкций с различными параметрами [4].

Основываясь на НТД СП магистральные трубопроводы осуществляется прочностной и расчет устойчивости магистрального трубопровода в зависимости от характеристик самого трубопровода и других факторов [5].

Надежность является основным показателем системы. От надежности систем зависят показатели безотказной работы магистральных трубопроводов. Так как аварии и отказы приводят к человеческим жертвам, экологическому ущербу и экономическим затратам, к надежности уделяется большое внимание и средства. Обеспечение надежности на этапе эксплуатации называется «эксплуатационной надежностью». На этом этапе разрабатываются методы и способы определения технического состояния и поддержания надежности эксплуатируемых МН [1].

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Харлампьев Х.К.</i>			<i>Литературный обзор</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					18	105
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 258А		

1 Характеристика объекта исследования

Магистральный нефтепровод N построен и введен в эксплуатацию в 1991 году, протяженность 165 километров.

Данный нефтепровод проложен по территории Томской области. Район пролегания приравнен к районам Крайнего Севера. Климат континентальный, средняя температура самого холодного месяца -20°C , самого теплого месяца $+18,5^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум $-52,9^{\circ}\text{C}$, абсолютный максимум $+36,1^{\circ}\text{C}$. В области расположения дерново-подзолистые почвы.

МН относится к 3 категории согласно таблице 2 [5].

Параметры нефтепровода:

- 1) Диаметр магистрального нефтепровода – 530 мм, толщина стенки трубы 10 мм;
- 2) Вид прокладки – подземный. Глубина заложения 0,8 м.
- 3) Рабочее давление – 6,3 МПа;
- 4) Вид труб – сварные, прямошовные;
- 5) Марка стали 17Г1С. Класс прочности K52, предел текучести 353 МПа, временное сопротивление разрыву 510 МПа, по ТУ 14-3Р-1270-2009;
- 6) Транспортируемая среда – нефть. Плотность нефти 850 кг/м^3 , температура перекачивания в начале 40°C .
- 7) Объем перекачки – 4 млн. тонн/год.

Характеристика места расположения дефекта

Рельеф местности представляет покрытую смешанным лесом плоскую равнину. Имеется локальная заболоченность. Естественные грунты представляют собой пески, глины и супеси. Среднее количество осадков в год 500 мм. Максимальный уровень снега зимой составляет 70-80 см. Тип грунта где находится дефектный участок, нуждающийся в ремонте, супеси.

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Харлампьев Х.К.</i>			<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					19	105
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 2Б8А		

2 Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов

2.1 Дефекты магистральных нефтепроводов

Согласно документации компании ПАО «Транснефть», по действующему РД [6] в зависимости от определенных параметров, дефекты секций классифицируют на четыре типа:

- а) Дефекты определенного вида на участке секции;
- б) Комбинированные дефекты на участке секции;
- в) Дефекты определенного вида в области сварных швов;
- г) Дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями.

Распределение по классификациям дефектов проводится после внутритрубной диагностики и дополнительного дефектоскопического контроля.

а) Дефекты определенного вида на участке секции

Данный вид дефектов характеризуется расстоянием от границы одного дефекта до границы второго дефекта и расстоянием от линии перехода шва до внешней границы дефекта будет составлять больше толщины стенки в четыре раза. Согласно нормативным документам к таким относят:

- 1) Дефекты стенки трубы;
- 2) Дефекты сварного соединения;
- 3) Недопустимые конструктивные детали;
- 4) Недопустимые соединительные элементы;
- 5) Дефекты геометрии трубы.

1) Дефекты стенки трубы

Данный вид характеризуется как дефект основного металла трубы, связанный с изменением толщины и структуры стенок труб.

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Харлампьев Х.К.</i>			<i>Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					20	105
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 2Б8А		

Этот вид включает следующие разновидности: увеличение/уменьшение толщины стенки, потеря металла, трещины, включения, дефект поверхности, расслоения, а также механические повреждения внутренней и внешней поверхности трубы, и самый опасный дефект - трещиноподобный коррозионно-механический.

Уменьшение или увеличение толщины стенки – описывается как плавное изменение толщины стенки в положительную или в отрицательную сторону.

Потеря металла – дефект при котором в определенных местах трубы уменьшается толщина из-за коррозионного эффекта (рисунок 2). Такие дефекты могут быть по одиночке или объединены в скопления.



Рисунок 2 – Потеря металла при коррозии

Трещины – это такие дефекты, которые представляют собой в основном непрямо́й разрыв металла стенки трубы по структурным зернам или по линии концентрации напряжений. Их разделяют на два вида: на внешней поверхности и на внутренней поверхности.

Расслоение – представляет собой несплошность материала, с разделением на слои (рисунок 3). Такие дефекты возникают из-за внутреннего нарушения сплошности металла трубы в поперечном и продольном направлении.

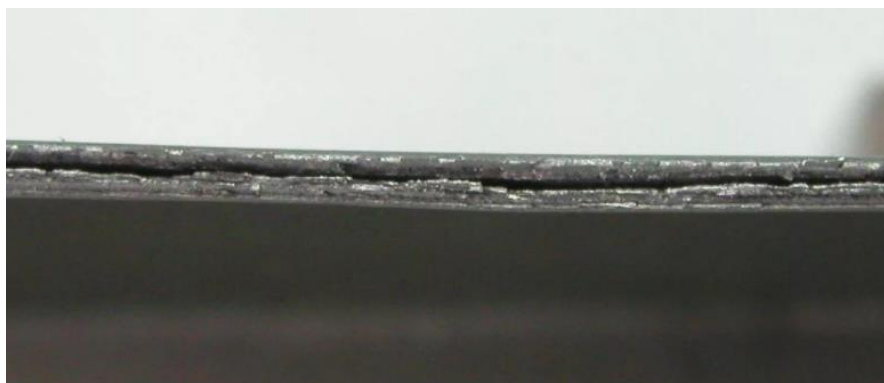


Рисунок 3 – Дефект расслоение

Включения – представляют собой разного рода вещества, входящие в сталь. Они бывают неметаллические, окислы, сульфиды, силикаты, и металлические, не смещавшиеся при выплавке частицы других металлов.

Механические повреждения – дефект, характеризующийся углублением в стенке трубы, с потерей или без потери металла. Основное количество данных дефектов - это риски.

Трещиноподобный коррозионно-механический дефект – это, как правило, одна трещина либо целый участок с множеством трещин, увеличение которых зависит от воздействия внутренних, внешних напряжений, оказываемых на стенку трубы и коррозионного воздействия. Такой дефект является наиболее опасным по сравнению с другими видами.

Дефекты поверхности – это такие дефекты проката на внутренней или внешней поверхности стенки трубы. К данным дефектам относятся: чешуйчатость, рябизна, раскатанное загрязнение, перегрев поверхности, вкатанная окалина, раковина от окалины.

2) Дефекты сварного соединения

В такой вид входят дефекты сварного шва непосредственно, и расположенные в прилегающей зоне. Разделяют на дефекты поперечных сварных швов, то есть швы соединения секций, и дефекты спиральных, продольных швов образуемых при изготовлении труб.

Дефекты на сварном шве определяют следующие:

					Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

- трещина - дефект сварного соединения в виде разрыва в сварном шве или прилегающих к нему зонах с выходом или без выхода на наружную или внутреннюю поверхность стенки трубы;

- продольная трещина - трещина сварного соединения, ориентированная вдоль оси сварного шва;

- поперечная трещина - трещина сварного соединения, ориентированная поперек оси сварного шва;

- разветвленная трещина - трещина сварного соединения, имеющая ответвления в различных направлениях;

- непровар - дефект в виде несплавления в сварном соединении. Образуется вследствие неполного расплавления металла кромок, отсутствия осадки и т.д. При непроваре может наблюдаться "слипание" кромок или сквозное отверстие в зоне шва;

- смещение кромок - радиальное отклонение свариваемых кромок трубной заготовки относительно друг друга;

- утонение стенки - уменьшение толщины стенки основного металла трубы в зоне шва после удаления наружного и внутреннего грата;

- высота грата - выступ в зоне сварного шва относительно образующей поверхности трубы. Грат является следствием пластических деформаций нагретых кромок - осадки;

- высота остатка грата - выступ в зоне сварного шва относительно образующей поверхности трубы после удаления наружного или внутреннего грата;

- газовые поры (раковины) - дефект сварных швов в виде скоплений в металле шва мелких полостей сферической формы, которые образовались в результате перенасыщения жидкого металла газами, не успевшими выйти во время быстрой кристаллизации на поверхность сварочной ванны;

- шлаковые (неметаллические) включения - дефект сварных швов в виде микро- и макроскопических соединений металла (оксиды, сульфиды, нитриды и

					Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

др.), а также включения инородных частиц (шлаки), попадающих извне в сварочную ванну;

- подрез - дефект сварного соединения в виде углубления по линии сплавления сварного шва в основном металле;

- смещение шва - дефект в виде смещения (увод) наружного или внутреннего шва относительно друг друга;

- нарушение формы шва - дефект сварного шва в виде неравномерности его высоты, неполноты заполнения с резким переходом к основному металлу и другие;

- поджог - дефект сварного соединения в виде местного (локального) подплавления поверхности металла, иногда сопровождающегося возникновением трещин;

- прожог - дефект сварного шва, заключающийся в вытекании металла сварочной ванны на обратную сторону шва с образованием в нем отверстия.

3) Недопустимые конструктивные детали и приварные элементы

Это конструктивные детали, не согласованные с требованиями действующих нормативных документов.

Выделяют следующие типы:

- Заплаты накладные и вварные;

- Ремонтные конструкции, муфты, которые не разрешены для использования при ремонте нефтепроводов организации. Ограничение вводится действующими руководящими документами организации. Ремонтные конструкции, под которыми выявили увеличение параметров дефектов более чем на 10%;

- Временные ремонтные конструкции с истекшим предельным сроком эксплуатации;

- Кожухи, касающиеся стенки трубы;

- Накладные детали из частей труб;

					Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Любые отверстия в стенке трубопровода, которые оставлены после ремонта;
- Сварные присоединения, не соответствующие нормативным документам;
- Конструктивные детали с истекшим предельным сроком эксплуатации, согласно НД.

4) Недопустимые соединительные элементы

Данный вид включает любые элементы, не изготовленные по определенному документу, технологии, и не заводского изготовления. Все элементы, изготовленные кустарным способом, относятся к такому виду дефектов. К таким элементам относятся:

- Отводы;
- Переходники;
- Заглушки;
- Тройники;
- Сварные секторные отводы заводского изготовления, выполненные не по установленному ТУ.

5) Дефекты геометрии трубы

Дефекты геометрии трубы – это дефекты, связанные с изменением изначальной нормативной формы трубы во время эксплуатации. Для трубопроводов характерны вмятина, сужение (овальность) и гофр.

Вмятина - дефект, характеризуется местным уменьшением нормативного проходного сечения трубы, длина вдоль оси должна быть меньше полуторного номинального диаметра трубы, с отсутствием изгиба продольной оси трубопровода.

Гофр – дефект в виде чередующихся вмятин и выпуклостей, расположенных поперек оси трубы, выглядит как ребристость. Он приводит к

					<i>Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

уменьшению нормативного проходного сечения трубы. Теряется устойчивость трубопровода от поперечного изгиба с изломом оси.

Сужение – образуемая на длине, равной и превышающей полуторный диаметр трубы, уменьшение проходного сечения трубы, из-за которого сечение трубы не имеет форму окружности.

б) Комбинированные дефекты на участке секции

Комбинированные – это такие дефекты, у которых минимальное расстояние от крайних точек, то есть от границ, меньше или равно расстояния толщины стенки, взятой четыре раза (рисунок 4).

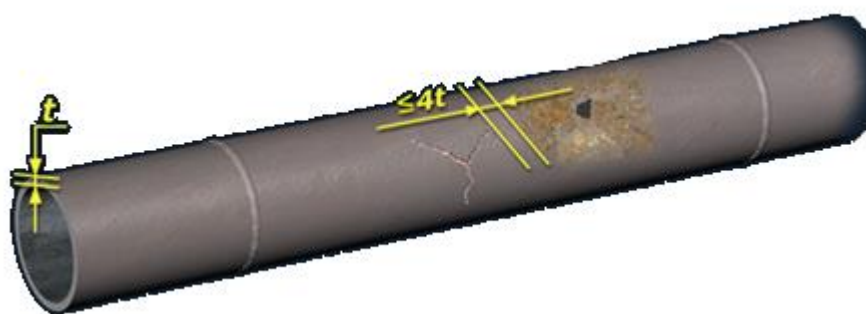


Рисунок 4 – Комбинированные дефекты

в) Дефекты определенного вида в области сварных швов

К данному типу относят дефекты, которые находятся вблизи линии перехода сварного шва к основному металлу трубы (рисунок 5). Расстояние может быть равно четырем значениям толщин стенки трубы или же меньше четырех значений.



Рисунок 5 – Дефекты в области сварных швов

г) дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями

Таковыми считаются, секции трубопровода, с двумя и более установленными ремонтными конструкциями. Есть исключения, когда две ремонтные конструкции (муфты) установлены на поперечных сварных стыках, соединяющих секции и муфты или тройника. Такой тип дефектов ремонтируется только методом вырезки.

2.2 Предиагностическая очистка нефтепроводов

Во время подготовки их к внутритрубному диагностированию ОУ применяются для очистки внутренней полости трубопровода от асфальтосмолопарафиновых веществ и отложений для сохранения пропускной способности участков МТ [7].

Очисткой внутренней полости занимается эксплуатирующая организация, сотрудники которой организуют подготовку, запускают и принимают ОУ. Техническое обслуживание ОУ проводят также они.

По окончании очистки составляется акты пропуска очистных устройств, на основании которых принимаются решения на повторную очистку или удовлетворительное состояние очистки.

2.3 ВТД нефтепровода

Постоянный контроль состояния труб, изоляции и электрохимической защиты, своевременное определение и ликвидация повреждений, объективную оценку эффективности противокоррозионных мероприятий и принятие решений о сроках и объеме ремонтных работ позволяет делать хорошо организованная диагностика линейной части магистральных нефтепроводов.

Определение наличия скрытых дефектов в металле труб и арматуры проводится методами разрушающего и неразрушающего контроля.

					Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Профилеметрия, WM, CD проводится после очистки, согласно требованиям преддиагностической очистки, внутренней полости трубопровода и прохода калибровочного устройства.

Как правило при внутритрубной диагностике нефтепроводов применяют комбинированный способ, включающий магнитно-ультразвуковые дефектоскопы (MFL+WM+CD). Они позволяют за один проход приборов проводить магнитную (MFL) и ультразвуковую (WM и CD) диагностику стенки трубопровода на наличие потери металла и наличие трещин в продольном и поперечном направлении. Данный способ позволяет более эффективно комбинировать преимущества обоих методов диагностики.

Внутритрубную диагностику проводит сторонняя организация, и по окончании ее предоставляет отчет, и на выявленные дефекты составляет сертификаты (приложение А).

2.4 Дополнительный дефектоскопический контроль

Виды ДДК

Дефекты на магистральных трубопроводах должны быть обследованы дополнительным дефектоскопическим контролем (ДДК). После получения полной информации о дефекте должны быть устранены до окончания предельного срока эксплуатации секции с дефектом, указанного в отчетах по диагностике.

При ДДК используются следующие методы

- визуально-измерительный.
- ультразвуковой.
- магнитопорошковый.
- капиллярный.
- вихретоковый.

Все работы проводятся согласно с нормативной документацией, порядок проведения ДДК [8].

					<i>Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Подготовка поверхности трубы

Необходимо снять старую изоляцию, покрытия, зачистить от коррозии, от брызг металла и других несплошностей которые могут исказить результаты контроля. Зачистка проводится с помощью скребков, щеток, напильников и других инструментов. После зачистки поверхности, в зависимости от применяемого инструмента шероховатость получается разной. Для разных методов дефектоскопического неразрушающего контроля требуется разная шероховатость поверхности.

Последовательность проведения ДДК

Перед проведением ДДК необходимо провести следующие подготовительные работы:

- определение зоны контроля по сертификату и местоположение дефекта;
- подготовка зоны контроля к проведению ДДК;
- контроль качества подготовки поверхности зоны для проведения ДДК;
- подготовка необходимой аппаратуры и оборудования;
- проверка работоспособности аппаратуры и ее настройка.

На первом этапе проведения ДДК проводится визуальный и измерительный контроль, для которого ставят задачу выявления в зоне контроля поверхностных дефектов (риски, задиры, трещины всех видов, коррозия), в том числе не выявленных при внутритрубной диагностике, а также измерение параметров выявленных дефектов.

Следующий это второй этап ДДК, проводимый после выполнения визуального и измерительного контроля. На котором производится идентификация дефектов, в том числе внутренних, и измерение (уточнение) их параметров другими методами неразрушающего контроля, которые упоминались выше.

Для дефектов, указанных в отчетах по внутритрубной диагностике, определяется соответствие параметров контролируемого дефекта параметрам, приведенным в отчете. Оценка соответствия производится путем сравнения

					<i>Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

данных о форме, характерных размерах, ориентации дефекта (по углу - относительно верхней образующей трубы, в продольном направлении - относительно кольцевых сварных швов), полученных в процессе определения параметров дефектов, с данными, содержащимися в отчете по внутритрубной диагностике. Оценка соответствия производится с целью идентификации обследованного при ДДК дефекта данным, указанным в отчете ВИП.

Дефекты, которые внутритрубный инспекционный прибор не выявил, но впоследствии были обнаружены при ДДК, указываются специальным в акте ДДК с указанием всех параметров обнаруженного дефекта.

Определение местоположения дефекта по данным внутритрубной диагностики проводится следующим образом: с помощью рулетки отмеряется расстояние от ближайшего ориентира на трассе, которыми могут быть специально установленный маркерный пункт или же задвижка, вантуз и другие объекты с определенными координатами, до дефекта, подвергаемого вскрытию, указанного в сертификате ВТД, затем отметить вешкой.

Проводящее лицо, должно быть обеспечено полной информацией о всех дефектах, находящихся на секции подвергающейся к обследованию, выявленных внутритрубными диагностическими приборами, во время плановой диагностики. Для начала работ требуется сертификат на дефект и на секцию.

Определение зоны контроля

Для определения зоны сперва проводится подготовка, которая происходит в двух этапах: первое определение зоны контроля и второе непосредственная подготовка поверхности трубы в зоне контроля.

Определение зоны контроля начинается с измерения расстояния от ближайшего сварного шва соединяющего секции до границы начала дефекта. При этом учитывается угловое положение дефекта относительно поперечного шва или верхней точки. Маркером отмечают точку.

Длина по 0,3 метра откладывается от внешних границ начала и границы конца дефекта по направлению потоку и против потока. Вертикальные границы

					<i>Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

зоны контроля определяются таким образом. По ширине откладывают, от крайних границ начала и конца дефекта вокруг трубы в направлении против и по направлению движения часовой стрелки, расстояние равное 20 градусам.

В случае, когда дефект располагается на поперечном сварном шве соединяющей секции, то берется весь шов для подготовки, а также берут участки примыкающих швов на расстоянии 0,2 метра от линии перехода шва к основному металлу.

Параметры, измеряемые для дефекта потеря металла

В нашем случае имеется дефект потеря металла. Для данного дефекта измеряются следующие параметры:

- размер дефекта (зоны) вдоль образующей трубы L_k ;
- размер дефекта (зоны) по окружности трубы B_k ;
- максимальная глубина дефекта H_k (для внешней потери);
- остаточная толщина стенки $t_{ост}$ (для внутренней потери);
- расстояние границы дефекта (зоны) от поперечного и (или) продольного сварных швов.

При визуальном контроле проверяется соответствие типа дефекта, типу, который был указан в отчете ВТД. Перед проведением ДДК производится замер фактической толщины стенки трубы в области дефекта.

Параметры наружной потери металла определяются визуально-измерительным методом. Глубина измеряется штангенглубиномером или микрометром-глубиномером.

Вывод: путем внутритрубной диагностики и дополнительного дефектоскопического контроля выявлено (приложение Б), что дефект относится к подпунктам 4.1, 5.1, 6.1 [9]. Наш дефект – дефект определенного вида на участке секции, дефект стенки трубы, потеря металла. Согласно таблице 6.3 в настоящем нормативном документе для дефекта, глубиной 50% от толщины стенки трубы и длиной до D_N расположенного на большом расстоянии от поперечного шва, назначается ремонт муфтой П1 и П2 или вырезкой.

					<i>Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						31
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3 Расчет нефтепровода на прочность

3.1 Расчет толщины стенки нефтепровода

Характеристика объекта

Диаметр магистрального нефтепровода - 530x10 мм.

Рабочее давление - 6,3 МПа

Общая протяженность трассы нефтепровода 165 км.

Материал труб - Сталь 17Г1С, класс прочности - К52.

Механические свойства по стандарту ТУ 14-ЗР-1270-2009: предел текучести – 353 МПа, временное сопротивление разрыву 510-628 МПа.

Плотность перекачиваемой нефти – 850 кг/м³.

При расчете использовался виртуальный нефтепровод.

Расчеты производились на основе строительных норм и правил по магистральным трубопроводам [5] и по учебному пособию [10].

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (3.1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H}, \quad (3.2)$$

где $R_1^H = 510$ МПа – минимальное значение временного сопротивления разрыву;

$R_2^H = 353$ МПа, – предел текучести;

$m = 0,99$ – коэффициент условий работы трубопровода, определяемый по категории трубопровода [5];

$k_1 = 1,47$ – коэффициент надежности по материалу, зависящий от характеристики труб;

$k_2 = 1,15$ – значение коэффициента надежности по материалу;

$k_H = 1,1$ – коэффициента надежности по ответственности трубопровода.

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Харлампьев Х.К.</i>			<i>Расчет на прочность нефтепровода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					32	105
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 2Б8А		

$$R_1 = \frac{510 \cdot 0,99}{1,47 \cdot 1,1} = 312,24 \text{ МПа},$$

$$R_2 = \frac{353 \cdot 0,99}{1,15 \cdot 1,1} = 276,26 \text{ МПа}.$$

Расчетная толщина стенки трубопровода:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot p)}, \quad (3.3)$$

где $n = 1,2$ – коэффициент надежности по нагрузке;

$p = 6,3$ МПа – рабочее давление;

$D_H = 530$ мм – наружный диаметр;

$$\delta = \frac{1,2 \cdot 6,3 \cdot 530}{2(312,24 + 1,2 \cdot 6,3)} = 6,26 \text{ мм};$$

Округляем в большую сторону 7 мм по сортаменту труб.

Внутренний диаметр трубы

$$D_{BH} = 530 - 7 \cdot 2 = 516 \text{ мм},$$

Продольное осевое сжимающее напряжение

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{BH}}{2\delta_H} \quad (3.4)$$

где $\mu = 0,3$ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{град}^{-1}$, – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа, – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

$$\Delta t = t_э - t_{зам} \quad (3.5)$$

где $t_э = 40^\circ\text{С}$ – температура эксплуатации нефтепровода;

$t_{зам} = -25^\circ\text{С}$ – температура фиксации расчетной схемы трубопровода;

$$\Delta t = 40 - (-25) = 65^\circ\text{С};$$

					Расчет на прочность нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 65 + 0,3 \frac{1,2 \cdot 6,3 \cdot 516}{2 \cdot 7} = -90,66 \text{ МПа};$$

Знак “минус” последнего результата указывает на наличие продольных осевых сжимающих напряжений.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}, \quad (3.6)$$

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{90,66}{312,24} \right)^2} - 0,5 \frac{90,66}{312,24} = 0,8227.$$

Толщина стенки с учетом продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(\Psi_1 R_1 + np)}, \quad (3.7)$$

$$\delta = \frac{1,2 \cdot 6,3 \cdot 530}{2(0,8227 \cdot 312,24 + 1,2 \cdot 6,3)} = 7,58 \text{ мм};$$

С учетом продольных осевых сжимающих напряжений принимается толщина стенки трубопровода 8 мм.

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_H}, \quad (3.8)$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,2 \cdot 6,3 \cdot 514}{2 \cdot 8} = 242,86 \text{ МПа};$$

Так как $\sigma_{пр.N} < 0$, то:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{кц}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{кц}|}{R_1}, \quad (3.9)$$

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{242,86}{312,24} \right)^2} - 0,5 \frac{242,86}{312,24} = 0,3502.$$

Прочность нефтепровода в продольном направлении проверяется из условия:

					Расчет на прочность нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \Psi_2 \cdot R_1, \quad (3.10)$$

$$|-90,66| \leq 0,3502 \cdot 312,24 = 109,35.$$

Условие прочности выполняется.

3.2 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \Psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (3.11)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (3.12)$$

где $\sigma_{пр}^H$ - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

Ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр}^H > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр}^H < 0$) определяемый по формуле:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}, \quad (3.13)$$

где R_2^H - нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести $\sigma_{тек} = R_2^H = 353$ МПа;

$\sigma_{кц}^H$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}, \quad (3.14)$$

$$\sigma_{кц}^H = \frac{6,3 \cdot 514}{2 \cdot 8} = 202,39 \text{ МПа,}$$

					Расчет на прочность нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{202,39}{0,99} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{202,39}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 353} = 0,7127.$$

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}^H$ определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho_H}, \quad (3.15)$$

где $\rho_H = 1000$ м - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода,

$$\begin{aligned} \sigma_{пр}^H(+)&= 0,3 \cdot 202,39 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 65 + \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 1000} \\ &= -47,43 \text{ МПа} \end{aligned}$$

$$\sigma_{пр}^H(-) = -158,73 \text{ МПа.}$$

Берем наибольшее по модулю значение.

Проверяем условия (3.11) (3.12)

$$|-158,73| \text{ МПа} \leq 0,7127 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 353 = 251,59 \text{ МПа,}$$

$$202,39 \text{ МПа} \leq \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 353 = 353 \text{ МПа.}$$

Оба условия выполняются.

3.3 Проверка общей устойчивости в продольном направлении

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия:

$$S \leq m \cdot N_{кр}, \quad (3.16)$$

где S - эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н или МН;

$N_{кр}$ — продольное критическое усилие, Н или МН, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F, \quad (3.17)$$

где $\Delta T = t_3 - t_{зам}$, град – расчетный температурный перепад по формуле (6);

					Расчет на прочность нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

F- площадь поперечного сечения трубы:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2), \quad (3.18)$$

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (0,530^2 - 0,514^2) = 0,0131 \text{ м}^2$$

$$\Delta T = 40 - (-25) = 65 \text{ град}$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 242,86 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 65] \cdot 0,0131 = 2,79 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по формуле:

$$N_{кр1} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \quad (3.19)$$

где P_0 - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

J- осевой момент инерции металла трубы, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{BH}^4), \quad (3.20)$$

$q_{верт}$ - сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, Н/м:

$$q_{верт} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi \cdot D_H}{8} \right) + q_{тр}, \quad (3.21)$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется по формуле, справочные данные взяты из [табл. 4.3, 10]:

$$P_0 = \pi \cdot D_H \cdot (C_{гр} + P_{гр} \cdot tg \varphi_{гр}), \quad (3.22)$$

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_H}, \quad (3.23)$$

где $n_{гр}=0,8$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{гр} = 19,7 \text{ кН/м}^3$ -удельный вес грунта;

					Расчет на прочность нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$h_0 = 0,8$ м - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта или глубина заложения трубопровода;

$\varphi_{гр} = 22$ град, угол внутреннего трения грунта;

$C_{гр} = 8$ кПа, коэффициент сцепления грунта;

$q_{тр}$ – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{тр} = q_m + q_{и} + q_{пр}. \quad (3.24)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{ВН}^2), \quad (3.25)$$

где $n_{св} = 0,95$ - коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

γ_m - удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали $\gamma_m = 78500$ Н/м³.

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_{и} = n_{св} \cdot \pi \cdot D_H \cdot g \cdot (K_{ип} \cdot \delta_{ип} \cdot \rho_{ип} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}), \quad (3.26)$$

где $K_{ип} = K_{об} = 2,30$ - коэффициент, учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции;

$\delta_{ип} = 0,64$ мм, $\rho_{ип} = 1012,5$ кг/м³ – соответственно толщина и плотность изоляции; $\delta_{об} = 0,635$ мм, $\rho_{об} = 996,8$ кг/м³ - соответственно толщина и плотность оберточных материалов. [табл. 4.5, 10].

Нагрузка веса нефти, находящегося в трубопроводе:

$$q_{пр} = \rho_n \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{ВН}^2}{4}. \quad (3.27)$$

$$\begin{aligned} q_{и} &= 0,95 \cdot \pi \cdot 0,53 \cdot 9,8 \cdot (2,3 \cdot 0,00064 \cdot 1012,5 + 2,3 \cdot 0,000635 \cdot 996,8) \\ &= 45,67 \frac{\text{Н}}{\text{м}}, \end{aligned}$$

$$q_m = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (0,530^2 - 0,514^2) = 3913,48 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

					Расчет на прочность нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$q_{\text{пр}} = 850 \cdot 9,8 \cdot \frac{\pi \cdot 0,514^2}{4} = 1728,47 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

$$q_{\text{тр}} = 45,67 + 3913,48 + 1728,47 = 5687,62 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

$P_{\text{гр}}$

$$= \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19700 \cdot 0,53 \cdot \left[\left(0,8 + \frac{0,53}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{0,53}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{22}{2} \right) \right] + 5687,62}{\pi \cdot 0,53}$$

$$= 20597,42 \text{ Па,}$$

$$P_0 = \pi \cdot 0,53 \cdot (8000 + 20597,42 \cdot \text{tg}22^\circ) = 27176,68 \text{ Па,}$$

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 19700 \cdot 0,53 \cdot \left(0,8 + \frac{0,53}{2} - \frac{0,53 \cdot \pi}{8} \right) + 5687,62 = 12844,88 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (0,53^4 - 0,514^4) = 0,000447,$$

$$N_{\text{кр1}} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{27176,68^2 \cdot 12844,88^4 \cdot 0,0131^2 \cdot (2,1 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,000447^3}$$

$$= 6349290 \text{ Н} \approx 6,3 \text{ МН.}$$

Проверяем условие $S \leq t \cdot N_{\text{кр}}$ (17):

$$2,79 \cdot 10^6 < 0,99 \cdot 6,3 \cdot 10^6 = 6,28 \cdot 10^6,$$

условие соблюдается.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков:

$$N_{\text{кр2}} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_{\text{н}} \cdot E \cdot J}, \quad (3.28)$$

где $k_0 = 15 \text{ МН/м}^3$ – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии.

$$N_{\text{кр2}} = 2 \cdot \sqrt{15 \cdot 10^6 \cdot 0,53 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000447} = 54,6 \text{ МН}$$

Проверяем условие $S \leq t \cdot N_{\text{кр}}$:

$$2,79 \cdot 10^6 < 0,99 \cdot 54,6 \cdot 10^6 = 54,1 \cdot 10^6,$$

					Расчет на прочность нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

условие устойчивости прямолинейных участков нефтепроводов обеспечено.

Для криволинейных участков трубопровода, критическое усилие проверяется следующим образом.

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}}, \quad (3.29)$$

$$Z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{\text{верт}} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}}. \quad (3.30)$$

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{850 \cdot \sqrt[3]{\frac{12844,88}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000447}}} = 0,0228,$$

$$Z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{27176,68 \cdot 0,0131}{12844,88 \cdot 0,000447}}}{\sqrt[3]{\frac{12844,88}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000447}}} = 152,92.$$

Согласно номограмме $\beta = 22$, [рисунок 4.2, 10].

$$N_{\text{кр3}} = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{\text{верт}}^2 \cdot E \cdot J}, \quad (3.31)$$

$$N_{\text{кр3}} = 22 \cdot \sqrt[3]{12844,88^2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000447} = 5,48 \text{ МН},$$

$$2,79 \cdot 10^6 < 0,99 \cdot 5,48 \cdot 10^6 = 5,43 \cdot 10^6,$$

$$N_{\text{кр4}} = 0,375 \cdot q_{\text{верт}} \cdot \rho, \quad (3.32)$$

$$N_{\text{кр4}} = 0,375 \cdot 12844,88 \cdot 850 = 4,09 \text{ МН},$$

$$2,79 \cdot 10^6 < 0,825 \cdot 4,09 \cdot 10^6 = 4,05 \cdot 10^6,$$

					Расчет на прочность нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Условие устойчивости криволинейных участков выполняется. Условия устойчивости на всех участках выполняется, дополнительных мер не требуется.

Вывод: результаты расчета показали, что толщины стенки 8 мм для обеспечения прочности нефтепровода будет достаточно. Исследуемый объект с толщиной стенки 10 мм будет иметь достаточный запас прочности при эксплуатации.

					Расчет на прочность нефтепровода	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Обзор методов выборочного ремонта дефектных секций

Ремонт секций проводится согласно РД [9] который устанавливает методы устранения дефектов и дефектных секций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов при обнаружении и выявлении внутритрубной диагностикой и другими методами неразрушающего контроля, еще при ликвидации аварий. При составлении и разработке данного РД был учтен опыт ремонта и эксплуатации магистральных трубопроводов.

Запрещается использование заплат, накладных деталей и других, не разрешенных нормативной документацией ремонтных конструкций.

Разрешенными методами ремонта действующих магистральных трубопроводов являются:

- шлифовка;
- заварка;
- установка ремонтной конструкции;
- вырезка.

Для ремонта дефекта, выявленного в результате диагностики может назначаться вид ремонта установкой ремонтной конструкции и вырезкой.

Ремонтная конструкция – конструкция, устанавливаемая на трубопровод для ремонта дефектов, без остановки перекачки.

Вырезка – данный метод ремонта заключается в удалении вырезкой из трубопровода целой секции или части секции с наличием дефекта, часть вырезанной трубы называется катушка. Затем старая катушка заменяется новой катушкой, устанавливается с помощью сварки.

В зависимости от срока методы ремонта делятся на временные и постоянные. Временными являются методы ремонта, которые позволяют восстановить несущую способность трубопровода на конкретный период времени.

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Харлампьев Х.К.</i>			<i>Обзор методов выборочного ремонта дефектных секций</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					42	105
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 2Б8А		

Постоянными являются методы, которые позволяют восстановить несущую способность трубы, секции на весь срок эксплуатации трубопровода. В нашем случае требуется постоянный метод ремонта.

4.1 Ремонтные конструкции

Согласно нормативным документам компании «Транснефть» [11], для ремонта трубопроводов с рабочим давлением до 6,3 МПа используются постоянные ремонтные конструкции типов П1, П2, ПЗ, П4, П5, П5У, П6, П1В, П1П7, П7, П8, П9, П10. В качестве временных ремонтных конструкций применяются В1 и В2. Для трубопроводов с рабочим давлением до 10 МПа все те же ремонтные конструкции, но с приставкой ВД (П1ВД), то есть высокого давления.

Основное требование, ремонтная муфта должна иметь толщину стенки не меньше толщины стенки трубы подвергающейся ремонту. Для муфт П1, П1ВД, П2, П2ВД, ПЗ, ПЗВД, П4, П4ВД, П5, П5У, П6, П6ВД, В1, В2 толщины должны быть не более 20 % от толщины стенки ремонтируемой трубы.

Муфта П1 и для высокого давления П1ВД монтируется на трубопровод по композитно-муфтовой технологии.

Муфта П2, П2ВД – обжимная приварная с технологическими кольцами (рисунок 6). Устанавливается без зазора между муфтой и трубой над которой проводится ремонт. Данная конструкция предназначена для ремонта дефектов стенки участков трубы и вмятин. Она состоит из центрального кольца и двух технологических колец. Две полумуфты составляют центральное кольцо, а из двух полуколец состоит каждое технологическое кольцо.

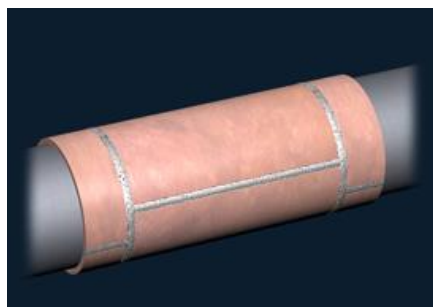


Рисунок 6 – Муфта П2

					Обзор методов выборочного ремонта дефектных секций	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Муфты ПЗ, ПЗВД – галтельные приварные – используются для ремонта кольцевых, поперечных сварных швов (рисунок 7). Они имеют только центральное кольцо с галтелью. Галтель – желобок, выемка на внутренней части.

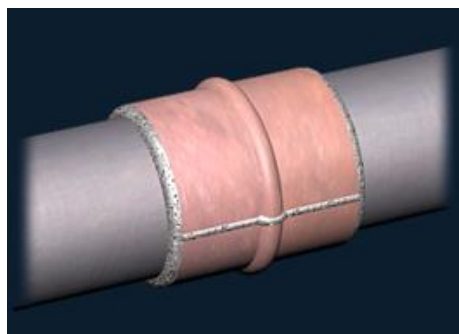


Рисунок 7 – Муфта ПЗ

Муфты П4, П4ВД – также галтельные, но имеют короткую полость, приварные (рисунок 8). Они используются при том случае если рядом с кольцевым швом имеется чопик, для дефектов, выпирающих около шва.

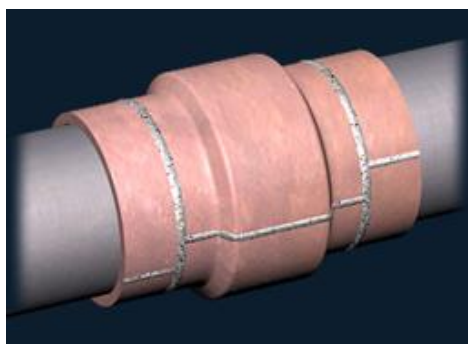


Рисунок 8 – Муфта П4

Ремонтная конструкция, муфта П5 – приварная галтельная с технологическими кольцами – предназначена для ремонта кольцевых сварных швов и некоторых дефектов вида гофр (рисунок 8).

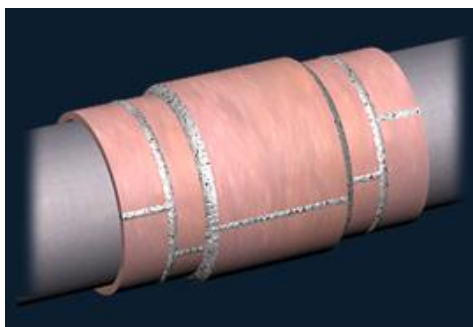


Рисунок 8 – Муфта П5

Удлиненная версия сварной галтельной с технологическими кольцами муфты П5У используется для ремонта поперечных сварных швов, включая примыкающие дефекты стенки участка трубы (рисунок 9).

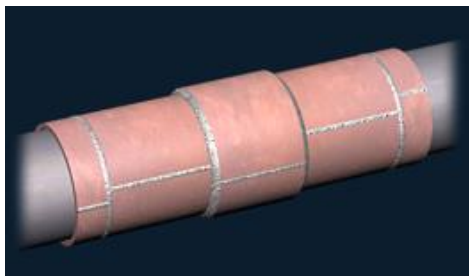


Рисунок 9 – Муфта П5У

Муфты П6, П6ВД имеют удлиненную полость, которая заполняется антикоррозионной жидкостью (рисунок 10). Они предназначены для ремонта гофров. Полость длиной 1000 мм заливается антикоррозионной жидкостью.

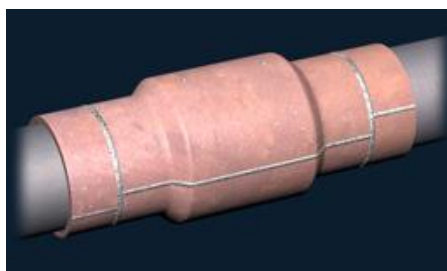


Рисунок 10 – Муфта П6

Дефектные патрубки, отверстия и другие несанкционированные врезки ремонтируются с использованием патрубка с усиливающей накладкой, под номером П7 (рисунок 11).

					Обзор методов выборочного ремонта дефектных секций	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 11 – Патрубок с усиливающей накладкой

Также для ремонта дефектов, ремонтируемых патрубком П7 с другими требованиями, используются разрезные тройники П9 заводского изготовления. Разрезные тройники с номинальным диаметром патрубка от 57 до 720 мм применяются для ремонта патрубков без остановки перекачиваемой среды (рисунок 12). Разрезной тройник П9 состоит из верхней и нижней полумуфт; патрубка, привариваемого к верхней полумуфте; эллиптического днища (заглушки), привариваемого к патрубку.

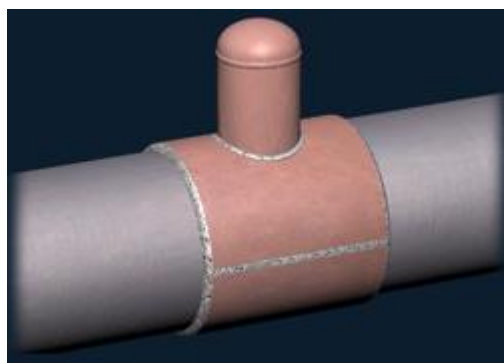


Рисунок 12 – Разрезной/муфтовый тройник

При ремонте вантузов, сигнализаторов пропуска средств очистки и диагностирования, вантузов отборов давления, дефектных патрубков, отверстий и несанкционированных врезок применяются муфтовые тройники П8 (рисунок 12). В комплект тройника П8 входит верхняя и нижняя полумуфта, патрубок, привариваемый к верхней полумуфте и к трубопроводу, эллиптическое днище, привариваемое к патрубку.

4.2 Композитно-муфтовая технология

Муфты П1, П1ВД монтируются на трубопровод по композитно-муфтовой технологии. Конструкции используются для ремонта широкого спектра дефектов геометрии, дефектов стенки участков трубы и дефектов поперечных, продольных сварных швов. В комплект входят две полумуфты, привариваемые между собой продольными швами. Ремонтная конструкция устанавливается на дефектный участок трубы, чтобы расстояние до краев муфты от границ дефекта в обе стороны было одинаковым, то есть симметрично. Зазор между внешней поверхностью трубы и внутренней поверхностью муфты устанавливается в пределах 6-40 мм. Такой зазор позволяет ремонтировать трубопроводы разными видами дефектов включая дефекты геометрии в поперечном сечении и изгибом оси трубы [11].

После приварки и установки зазора открытые концы кольцевого зазора заполняются самозатверждающимся в течение одного часа герметиком. Получившаяся полость между трубой и муфтой заполняют композитным составом. По истечении 24 часов обеспечивается требуемая прочность конструкции.

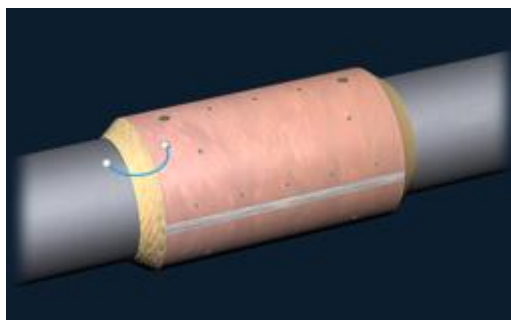


Рисунок 13 – Муфта П1

Для различных дефектов, в разных вариациях используются другие комбинации муфты П1.

					Обзор методов выборочного ремонта дефектных секций	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

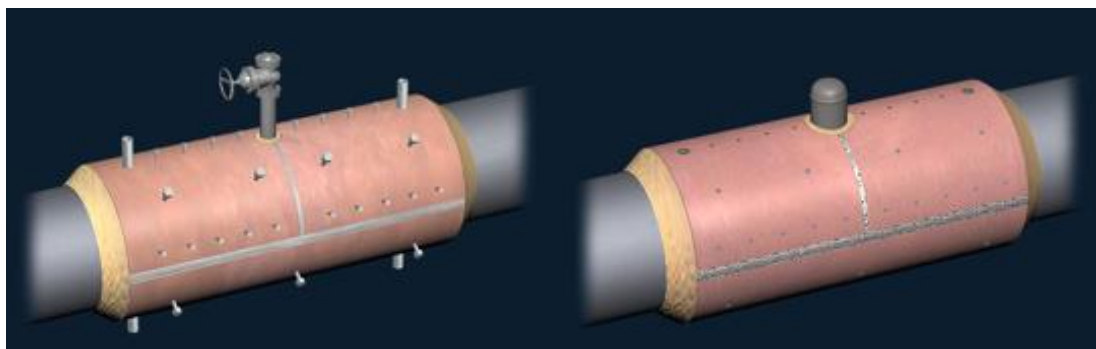


Рисунок 14 – Муфты III в разных исполнениях

4.3 Композитный ремонт в мировой практике.

Для ремонта магистральных, межпромысловых и промысловых трубопроводов используется множество видов композитно-муфтового ремонта.

1) Усиливающая композиционная муфта трубопровода

Усиливающая композиционная муфта трубопровода – сокращенное название УКМТ [12].

Главное предназначение УКМТ это компенсация внутренних напряжений в трубопроводе. Обеспечивается это за счет создания давления снаружи при затяжке болтовых соединений с величиной момента до 700 Нм. Благодаря этому способу, установка муфты проводится на рабочих давлениях с гарантированным качеством обеспечивающей прочность трубопровода.

В комплект входит две полуболочки. Те в свою очередь, изготовлены путем однонаправленной намотки стеклоровинга на металлические соединительные элементы с отверстиями для болтов, из нержавеющей стали. Для простоты одну сторону соединяют с завода шарнирным соединением, только другую сторону затягивают болтами.



Рисунок 15 – УКМТ

					Обзор методов выборочного ремонта дефектных секций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Производство усиливающей муфты обеспечивает широкий спектр существующих диаметров ремонтируемых труб от 89 до 1420 мм. Преимуществами является полное покрытие ремонтируемой области, экономия времени при ремонте благодаря простой технологии установки. При последовательной установке муфт можно ремонтировать протяженные дефекты. Ввиду упрощенной технологии установки муфта также используется для ремонта подводных участков трубопроводов. УКМТ может применяться для ликвидации аварийных прорывов трубопроводов, в том числе без сброса давления, то есть без остановки перекачки.

2) Ремонтные комплекты ГАРС [13]

ГАРС расшифруется как гибкий анизотропный рулонированный стеклопластик. Предназначается для проведения ремонта магистральных, промышленных, межпромысловых газо- нефтепродуктопроводов на внешних участках и для подводных переходов. Позволяет использовать для всех типоразмеров трубопроводов от 150 мм до 1420 мм.

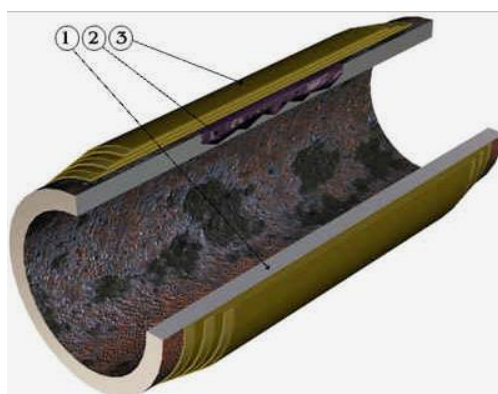


Рисунок 16 – Комплекс ГАРС

На рисунке 16: под номерами 1 – труба, 2 - локальный дефект на теле трубы, заполненный полимером, 3 - собранная ремонтная конструкция из определенного количества намотанных витков стеклополимерной композитной ленты ГАРС и специального клея.

Весь комплект производится по современным конверсионным технологиям и состоит из ленты гибкого рулонированного стеклопластика

					Обзор методов выборочного ремонта дефектных секций	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

«ГАРС», пасты и клея «Монолит+» и вспомогательных материалов, необходимых для ремонта в полевых условиях, на открытых участках и в подводных переходах.

Последовательность операций после земляных и подготовительных работ следующая: труба в месте установки комплекса очищается от старой изоляции механическим методом, пескоструйным способом или очищается химическим методом, также обязательно обезжиривается. Затем дефект заполняют ремонтной металлополимерным материалом, пастой и разравнивается. Далее согласно расчетам, определенное количество витков стеклополимерной ленты наматывается при этом на каждый слой наносится клей. Весь ремонтный комплекс на время отверждения клея жестко фиксируется. По истечению времени необходимой для обеспечения устойчивости и прочности, на отремонтированный участок наносится изоляция.

3) Муфты ИНТРА КРМ [14]

Ремонтные системы ИНТРА КРМ представляют собой пропитанную полимерными составами ткань на основе стекло- или углеволокна (рисунок 17).



Рисунок 17 – Ремонтная система ИНТРА КРМ

Эффективность ремонта с применением композитных материалов обеспечивается использованием трехкомпонентной системы. Система включает армирующую волокнистую ткань, связующее вещество для сцепления композитного материала с трубой и каждым последующим витком ткани и наносимый на зону дефекта состав. Сфера применения данных композитных

					Обзор методов выборочного ремонта дефектных секций	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

материалов в качестве средства ремонта трубопроводов и различных несущих конструкций достаточно широка благодаря гибкой форме изначальных материалов ремонта.

4) Clock spring [15]

Композитная ремонтная втулка и система армирования Clock Spring уникально разработана для трубопроводов высокого давления. Состоящая из предварительно натянутой однонаправленной композитной спирали из электронного стекла, высокомодульного наполнителя и метилметакрилатного клея с высокой прочностью на сдвиг внахлестку, она выдерживает давление до 55 МПа, имеет расчетный срок службы более 50 лет и историю установки более 30 лет, что позволяет регулирующим органам квалифицировать ее как постоянный ремонт.

Каждый виток Clock Spring состоит из 8 слоев, обеспечивая ремонт с более высоким давлением разрушения, чем исходная нетронутая труба (рисунок 18). Разработанная для структурного усиления и постоянного восстановления внешних аномалий до первоначального состояния, гильза Clock Spring может устранять широкий спектр механических повреждений и дефектов стана и восстанавливать до полной прочности трубопровод с потерей до 80% стенки.

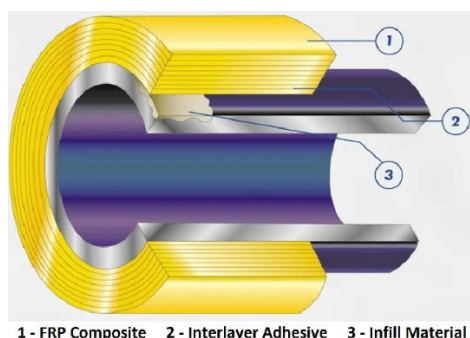


Рисунок 18 – Система Clock Spring

5) Муфта Statsgroup [16]

Ремонтные хомуты для технологических процессов и трубопроводов предназначены для установки на поврежденные или протекающие трубопроводы, заключая дефект в корпус хомута и восстанавливая целостность

давления за счет механических уплотнений и/или замков, зацепляющихся за прочную трубу (рисунок 19).



Рисунок 19 – Муфта Statsgroup

Хомуты сдерживания давления были разработаны для ремонта технологических трубопроводов на нефте- и газопроводах и технологических установках. Установка может быть произведена с минимальным нарушением трубопровода или работы системы, на которую они устанавливаются. Зажимы Pressure Containment Clamps предназначены для установки на поврежденные или протекающие трубопроводы, заключая дефект в корпус зажима и восстанавливая целостность давления благодаря механическим уплотнениям, установленным на прочной материнской трубе.

При заполнении цементным раствором полости обеспечивает радиальную поддержку трубы. Если хомут для сдерживания давления оснащен коническими замками, он становится структурным хомутом, обеспечивающим осевое ограничение и структурную целостность. Замки сконфигурированы как противоположные комплекты, которые захватывают трубу по обе стороны от дефекта. Замки предназначены для передачи полной осевой нагрузки трубы на корпус зажима, что позволяет зажиму выдерживать полную разделительную нагрузку трубопровода.

Вывод: Проанализировав методы ремонта и требования к ним, определили, что для данного дефекта, целесообразно и допустимо применение ремонтных конструкций П1 и П2.

5 Обоснования выбора ремонтной конструкции на основе моделирования в САПР

5.1 Зависимость характера распределения напряжений и перемещений от параметров дефекта

Решение поставленных задач производилось на основе конечно-элементного анализа в программном комплексе Ansys.

Для определения картины распределения напряжений в области дефекта в зависимости от параметров дефекта, от ширины, длины и глубины потери металла построены модели с различными дефектами.

Часть трубы зафиксирована с двух открытых торцов, давление прилагается на внутреннюю поверхность трубы. В качестве трубопровода принят нефтепровод диаметром 530 мм, с толщиной стенки 10 мм, материал трубопровода сталь 17Г1С.

Дефект потери металла на поверхности трубопровода смоделирован в виде углубления с остаточной постоянной толщиной 5 мм, переходы по краям дефекта имеют округлую форму (рисунок 20). В процессе исследования изменялись следующие параметры дефекта: l – длина дефекта (размер вдоль оси) трубопровода, a – ширина дефекта (поперечный размер) и толщина 5 мм.

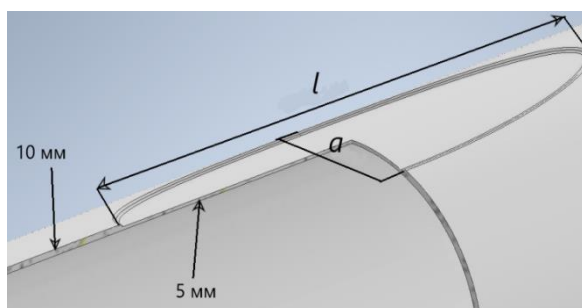


Рисунок 20 – Вид моделируемого дефекта

Анализ напряжённо-деформированного состояния показал следующее.

При давлении в трубопроводе 3 МПа, по мере увеличения ширины дефекта при

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Харлампьев Х.К.			Обоснования выбора ремонтной конструкции на основе моделирования в САПР	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					53	105
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ зр. 2Б8А		

постоянной длине 1000 мм, значения напряжений снижаются и постепенно перераспределяются на края дефектного участка, это видно на рисунке 21 и 22.

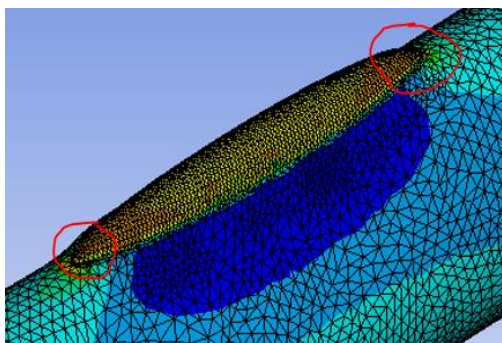


Рисунок – 21. Распределение напряжений при длине дефекта 1000 мм и ширине 50 мм

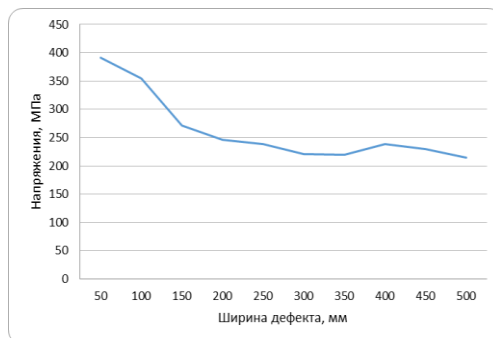


Рисунок – 22 Зависимость значений максимальных напряжений при изменении ширины дефекта

Под таким же давлением при варьировании длиной дефекта и при постоянной ширине дефекта 200 мм. Анализ результатов показал, что с уменьшением длины дефекта максимальные эквивалентные напряжения снижаются (рисунок 23), а характер их распределения изменяется. При значениях длины дефекта, превышающих ширину, максимальные напряжения концентрируются вдоль оси трубопровода, а при превышении значения ширины дефекта над длиной - поперек оси трубопровода (рисунок 24).

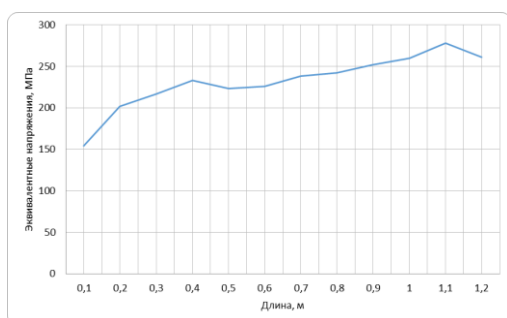


Рисунок 23 – Зависимость значений максимальных напряжений при изменении длины дефекта

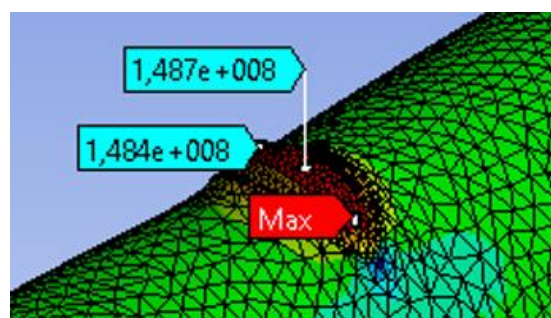


Рисунок 24 – Распределение напряжений при длине дефекта 100 мм и ширине 200 мм

Третья модель имеет ширину 0,2 м и длину 1 м, изменяем только остаточную толщину трубы в зоне дефекта. Анализ результатов при изменении остаточной толщины стенки показывает, что с уменьшением толщины

максимальные эквивалентные напряжения возрастают (рисунок 25), а характер их распределения не изменяется.

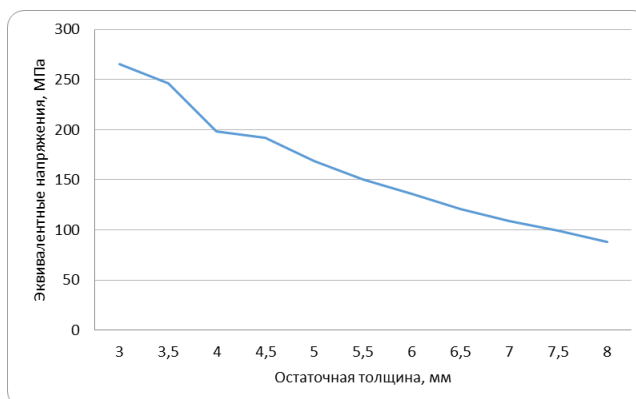


Рисунок 25 – Зависимость значений максимальных напряжений при изменении остаточной толщины

5.2 Моделирование участка с установленной муфтой

В компании ПАО «Транснефть» для ремонта дефектов стенки широко применяются ремонтные конструкции, в числе которых муфта П1 [11]. В конструкцию муфты П1 входят две полумуфты, два патрубка, установочные и контрольные болты. К основным преимуществам применения муфты П1 относятся: отсутствие необходимости остановки перекачки транспортируемого продукта; повышение безопасности ремонта, за счет того, что стенка трубы не подвержена воздействию сварочной дуги; металлоконструкции муфты не имеют прямого контакта с ремонтируемой трубой и др. Однако, ввиду высокой стоимости муфты и применяемых при ремонте композитных материалов, целесообразно проводить обоснование применения муфты П1 в каждом конкретном случае. Анализ эффективности применения ремонтной конструкции может быть проведен сравнением по критериям прочности участка трубопровода с дефектом и отремонтированного участка на основании оценки напряженно-деформированного состояния [17].

В качестве рассматриваемого трубопровода принят магистральный нефтепровод диаметром 530 мм, с толщиной стенки 10 мм, материал

трубопровода сталь 17Г1С. Длина моделируемого участка составила 7м. В качестве первой ремонтной конструкции принята композитная муфта П1 длиной 1500 мм, с внутренним диаметром после сборки равным 560 мм и толщиной стенки 10 мм. В качестве композитного материала принят эпоксидный компаунд СМЭЛ компании «ЭНПЦ Эпитал» с максимальным напряжением при сжатии 90 МПа.

Второй ремонтной конструкцией для сравнительного анализа является муфта П2. Длина муфты 1 метр, длина технологических колец по 0,105 метр, толщина стенки муфты такая же как у трубы 10 мм. Для упрощения модели, технологические кольца и полумуфты составляют единое целое.

Дефект представляет собой внешнюю потерю металла, с остаточной толщиной стенки 50%, шириной 200 мм и длиной вдоль трубы 500 мм. По РД [9] можно отнести к номеру дефекта 4.1, 5.1, 6.1, на который разрешен метод ремонта с помощью муфты П1 и П2.

При моделировании дефектного участка с установленной муфтой П1 предусмотрен контакт композита с дефектом за счет полного заполнения объема потерянного металла и полости между трубой и муфтой композитным материалом, это видно на рисунке 26.

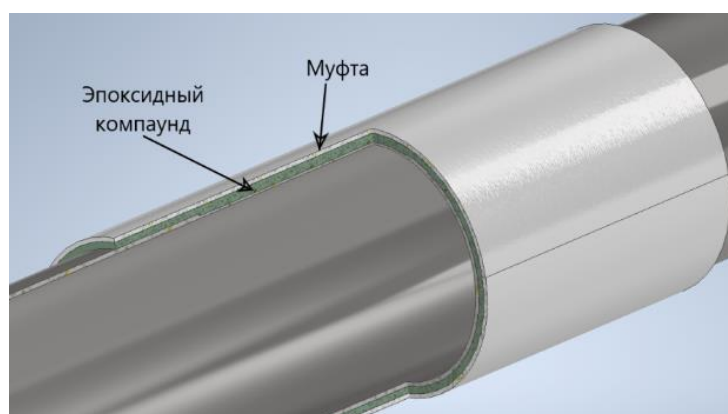


Рисунок 26 – Вид модели муфты П1 в разрезе

В случае с муфтой П2. Она устанавливается на трубу без зазора, но в месте потери металла остается пустое пространство, как мы можем видеть на рисунке 27.

					Обоснования выбора ремонтной конструкции на основе моделирования в САПР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

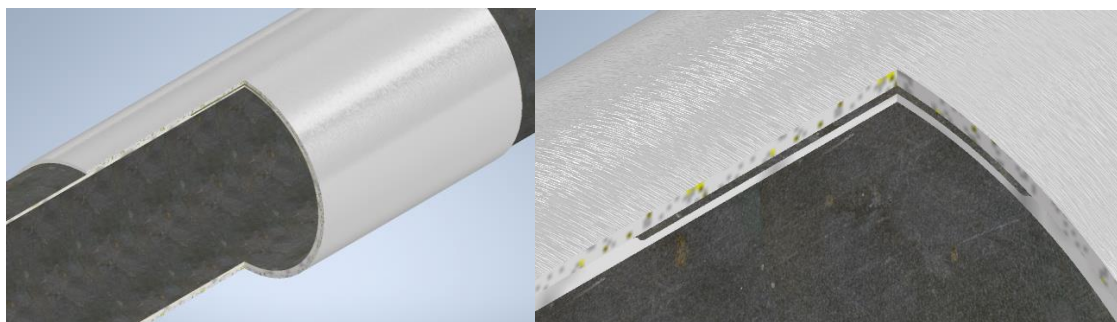


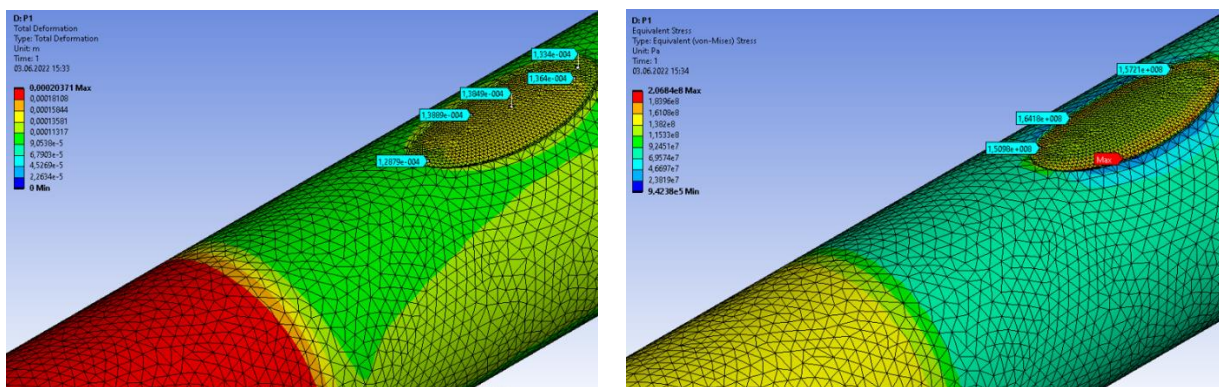
Рисунок 27 – Вид модели с муфтой П2 в разрезе

5.3 Анализ результатов

Конечные условия на модель следующие:

- давление на внутреннюю поверхность трубопровода 6,3 МПа;
- ограничение перемещения модели задается жесткой фиксацией с двух открытых торцов трубы.

Результаты исследования после установки муфты П1 можем видеть на рисунке 28. Максимальные эквивалентные напряжения по мизесу в зоне дефекта равны 207 МПа. Максимальное перемещение в зоне дефекта 0,14 мм.

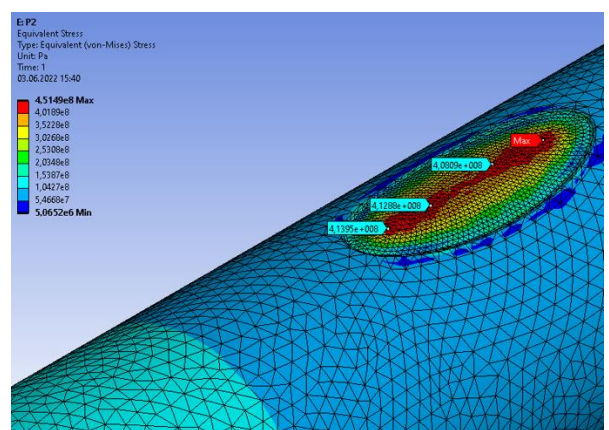
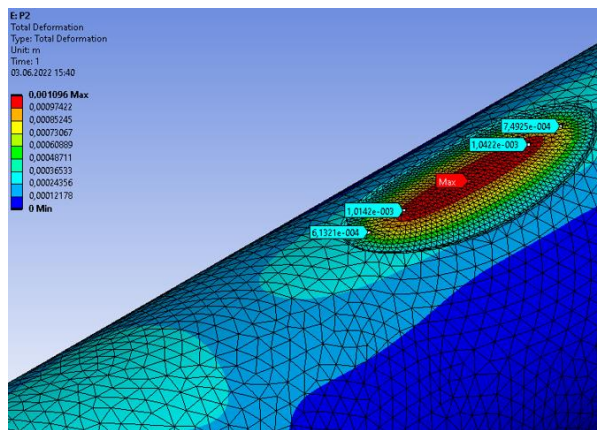


а – перемещения

б – эквивалентные напряжения

Рисунок 28 – Результаты исследования П1

Далее идут результаты исследования после установки муфты П2 на рисунке 29. Максимальные эквивалентные напряжения по мизесу в зоне дефекта равны 451 МПа. Максимальное перемещение в зоне дефекта 1,09 мм.



а – перемещения

б – эквивалентные напряжения

Рисунок 29 – Результаты исследования П2

Расчет показал, что при рабочем давлении 6,3 МПа, максимальные эквивалентные напряжения составляют для случая с П1 = 207 МПа, для П2 = 451 МПа.

Коэффициент запаса прочности рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{\sigma_{\text{пред}}}{\sigma_{\text{max}}}, \quad (5.1)$$

где $\sigma_{\text{пред}}$ – предельное напряжение, при котором конструкция выходит из строя из-за потери прочности или жесткости;

σ_{max} – максимальное напряжение, которое испытывает деталь.

При установке муфты П1 коэффициент запаса прочности:

$$n_1 = \frac{353}{207} = 1,70.$$

При установке муфты П2 коэффициент запаса прочности:

$$n_2 = \frac{353}{451} = 0,78.$$

Вывод: при установке муфты П1 эквивалентные напряжения не превышают предел текучести материала 353 МПа. Коэффициент запаса прочности увеличился после установки композитной муфты и составляет 1,70. При установке П2, максимальные эквивалентные напряжения, 451 МПа, значительно превысили предел текучести, прочность трубопровода не соблюдается, коэффициент запаса прочности меньше единицы, составляет 0,78.

					Обоснования выбора ремонтной конструкции на основе моделирования в САПР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

При выборе ремонтной конструкции необходимо опираться не только на руководящие документы, но и на параметры дефекта. В нашем случае при таких параметрах дефекта, исследование показало, что ремонт муфтой П2 будет хуже обеспечивать прочность ремонтируемого участка чем муфта П1.

Согласно расчетам в САПР, муфта П1 будет обеспечивать большую надежность чем П2. Увеличивается показатель надежности – долговечность, отремонтированного участка. Это объясняется тем что максимальные напряжения, возникающие в участке с дефектом, не превышают нормативного предела текучести и намного меньше напряжений, возникающих на участке с муфтой П2.

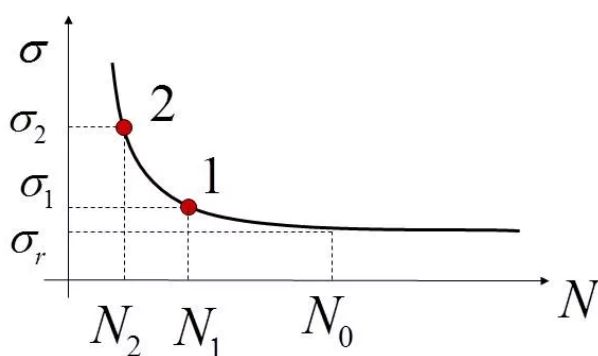


Рисунок 30 – Кривая усталости

Точка 1 на рисунке 30 соответствует напряжениям и количеству циклов при установке муфты П1, соответственно точка 2 для П2.

На рисунке 30 видно, что при циклической нагрузке, от изменения давления, температуры и других факторов, количество циклов до разрушения, при использовании муфты П2 будет меньше, чем при установке муфты П1. Это показывает, что отремонтированный участок с ремонтной конструкцией П1 выдержит больше циклов изменения напряжений. Долговечность участка повышается и соответственно надежность.

Результаты работы могут быть использованы при разработке методик обоснования целесообразности ремонта магистральных нефтепроводов с использованием ремонтных конструкций.

6 Разработка мероприятий по выборочному ремонту установкой муфты П1

Порядок технологических операций устанавливается руководящим документом по технологии проведения работ по композитно-муфтовому ремонту [18]. При ремонте подземного трубопровода, требуется большое количество оборудования для его правильного проведения. Из-за удаленности магистральных трубопроводов от коммуникаций, подъездных дорог и от населенных пунктов необходимо на месте работ организовать достаточное оборудование для полного обеспечения ремонтных работ.

Выборочный ремонт установкой ремонтной конструкции П1 включает в себя множество операций, которые перечислены в таблице 3, для проведения которых требуется специализированное оборудование.

Таблица 3 – Общий порядок работ

Подготовительные работы	Установка места дефекта на местности согласно сертификата на дефект трубопровода после проведения диагностики
	Земляные работы. Разработка котлована для производства работ
	Снятие изоляции для проведения ДДК
	Проведение ДДК и разметка границ дефекта
Основные работы	Дробеструйная обработка поверхности
	Сборка и сварка муфты П1
	Заделка торцевых концов муфты герметизирующим составом. Заливка полости ремонтной муфты заливочным композиционным материалом
	Восстановление изоляции на ремонтном участке
Заключительный этап	Обратная засыпка котлована, Восстановление защитного валика.

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Харлампьев Х.К.</i>			<i>Разработка мероприятий по выборочному ремонту установкой муфты П1</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					60	105
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 2Б8А		

6.1 Подготовительные работы

Установка места дефекта на местности

Перевозка персонала к месту работ осуществляется на вахтовом автобусе КамАЗ 43118 Сайгак, вместимость 28+2 человек.

После проведения внутритрубной диагностики идентифицируются дефекты на линейной части МН. Дефектоскоп при обнаружении дефекта фиксирует его местоположение относительно маркерных точек на трассе. Далее при составлении отчета о диагностике, специалисты определяют расстояние дефекта от ближайших контрольных точек, задвижек, вантузов и маркеров. Для установки места дефекта на местности требуется прибор Трассоискатель. С помощью данного прибора выявляются подземные коммуникации, такие как силовые кабели, металлические и неметаллические трубопроводы, находящиеся под толщей земли. Определяется точное местоположение трубопровода. И с помощью измерения расстояния между дефектом и контрольной точкой, определяется место дефекта на местности.

В качестве вышеуказанного прибора, выбираем проверенный Трассоискатель RIDGID SeekTech SR-20 на рисунке 31, производство Бельгия. Он оснащен картографическим дисплеем, на котором подземные коммуникации отображаются схематически, благодаря легко найти их. Простая панель управления помогает быстро освоить функционал прибора без предварительного обучения.



Рисунок 31 – Трассоискатель RIDGID

					Разработка мероприятий по выборочному ремонту установкой муфты П1	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Земляные работы

После определения точного расположения дефекта на местности, приступают к земляным работам.

Земляные работы при ремонте МН и технологических нефтепроводов НПС должны проводиться в соответствии с требованиями СП 45.13330.2012[20], РД-13.110.00-КТН-031-18 [21], ВСН 31-81[22].

После оформления всех необходимых документов, идет обозначение опознавательными знаками трассы ремонтируемого нефтепровода и других трубопроводов и коммуникаций если они имеются в районе работ.

Минимальное расстояние по горизонтали от края основания ремонтного котлована до бровки котлована $b = 1,35$ м, глубина ремонтного котлована $H = 2,00$ м, угол $a = 56^\circ$ согласно таблице 6.2 [19] (рисунок 32).

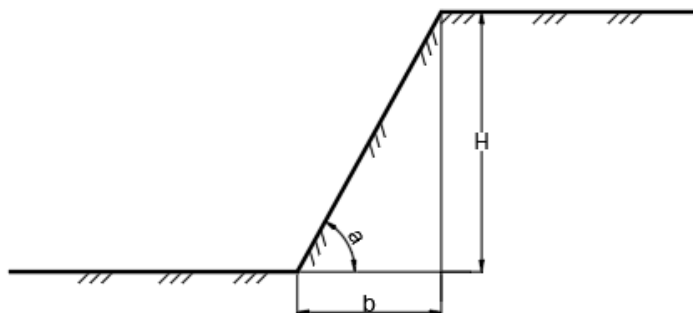


Рисунок 32 – Схема откосов котлована

Длина котлована определяется по формуле

$$A = L + 2 \quad (6.1)$$

где L - длина ремонтной конструкции, м.

При это необходимо учитывать, что от конца ремонтной конструкции до стенки котлована по направлению трубы должно быть не менее 1,5 метра.

В нашем случае, при длине муфты 1,5 метра, длина котлована вдоль трубы, в месте выхода, составит 4,5 метра. По верху, при соблюдении откосов, составляет 6,0 метров, что не превышает значения максимально допустимого

					Разработка мероприятий по выборочному ремонту установкой муфты П1	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

подкопанного участка в 7 метров при диаметре трубопровода 530 мм. Схема предоставлена на рисунке 33.

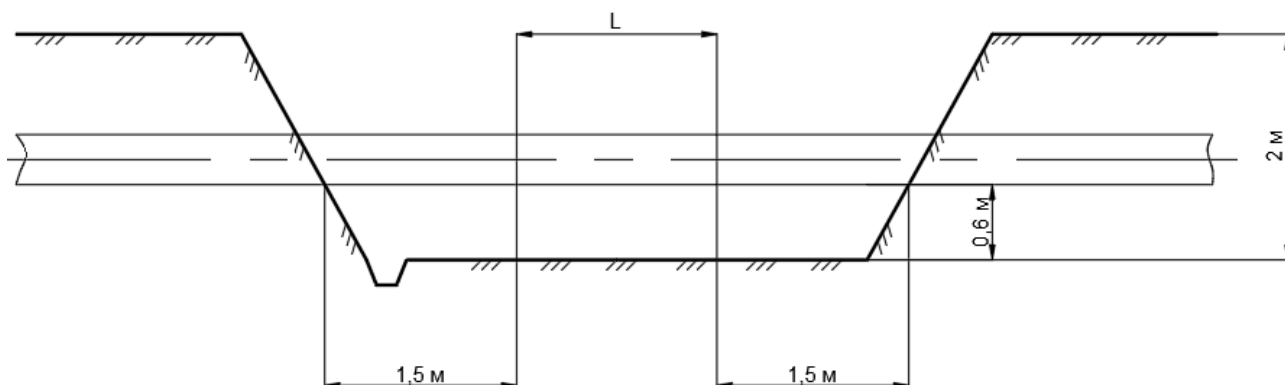


Рисунок 33 – Вид котлована сбоку

Длина ремонтного котлована вдоль трубы по верхней бровке 6,0 м.

Ширина котлована по низу выбирается в зависимости от диаметра ремонтируемой трубы в соответствии с таблицей 8.1 [11]. Минимальное расстояние по горизонтали от края основания ремонтного котлована до бровки котлована = 1,35 м. Ширина котлована по низу составит 2,9 м. Ширина по верхней бровке 5,7 м.

Расстояние между трубой и стенками ремонтного котлована по низу не менее 1,2 метра, по верху 2,6 метров по каждую сторону в соответствии с рисунком 34.

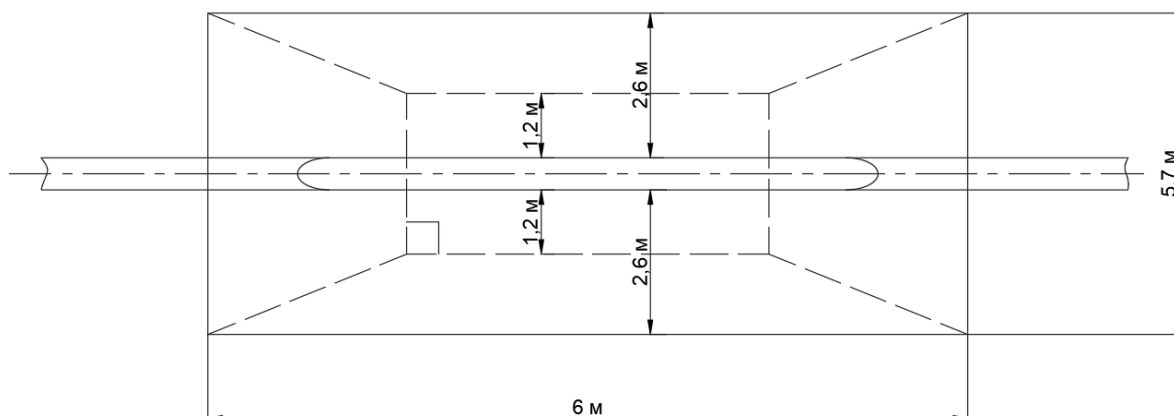


Рисунок 35 – Вид котлована сверху

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Разработка мероприятий по выборочному ремонту
установкой муфты П1

Лист

63

Так как земляные работы производятся без снижения давления в трубопроводе, следует уделять большое внимание на недопущение повреждения трубы работающей техникой.

Снятие плодородного слоя почвы производится бульдозером. Минимальная ширина полосы снятия плодородного слоя должна быть равна ширине ремонтного котлована по верху плюс 0,5 м в каждую сторону. Снятие плодородного слоя почвы также предусматривается с зоны перемещения и хранения минерального грунта с ремонтных котлованов.

Механизированная техника

Основное механизированная техника для производства земляных работ – это бульдозер и экскаватор.

Бульдозер – самоходная землеройная машина, на гусеничном или колесном ходу, имеющий навесной орган в виде отвала с лезвием для передвижения больших масс грунтов и других материалов. В качестве бульдозера выбираем ЧТЗ Б10М на рисунке 35.

Таблица 4 – Краткие характеристики бульдозера

Мощность двигателя	132 (180) кВт / л.с.
Масса	20965 кг.
Ширина отвала	3,330 м.



Рисунок 35 – ЧТЗ Б10М

Экскаватор – классический представитель специализированной землеройной техники, активно используемой в различных строительно-производственных отраслях. Он обладает достаточно простой конструкцией, которая включает ходовое оборудование, кабину с органами управления и блок с ковшом. Главная особенность экскаваторов – поворотный рабочий орган. Выбираем экскаватор среднего класса Hitachi ZX330 на рисунке 36.

Таблица 4 – Краткие характеристики экскаватора

Мощность двигателя	184 / 246 кВт / л.с.
Масса	31 500 кг.
Емкость ковша	1,38 — 1,86 м ³ .



Рисунок 36 – Hitachi ZX330

Снятие изоляции

Снятие изоляции трубы и очистка от коррозии и грязи производится с помощью скребков, металлических щеток, напильников и зубил (рисунок 37). Очищается участок, превышающий длину муфты на 300-400 миллиметров. В зоне самого дефекта очистка ведется металлической щеткой.



Рисунок 37 – Инструменты для очистки изоляции

Проведение ДДК

ДДК по результатам ВТД проводится согласно отраслевому регламенту [8] и только при наличии сертификата на дефект.

Начинается с подготовки поверхности. Подготовка поверхности для проведения ДДК происходит в два этапа: определение зоны контроля и непосредственно подготовка поверхности трубы в зоне контроля для проведения ДДК.

Для определения местоположения дефекта необходимо отмерить рулеткой расстояние от ближайшего ориентира (маркерный пункт, задвижка, вантуз и др.) до вскрываемого дефекта, указанное в сертификате, и отметить его вешкой.

На первом этапе ДДК - визуальный и измерительный контроль, задачами которого является выявление в зоне контроля поверхностных дефектов (риски, задиры, трещины всех видов, коррозия), в том числе не выявленных при внутритрубной диагностике, а также измерение параметров выявленных дефектов.

На втором этапе ДДК, после выполнения визуального и измерительного контроля производится выявление дефектов, в том числе внутренних, и измерение (уточнение) их параметров другими методами неразрушающего контроля.

					Разработка мероприятий по выборочному ремонту установкой муфты П1	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

После проведения контроля, границы ремонтируемого дефекта обозначают несмываемой краской.

6.2 Основные работы

Дробеструйная обработка поверхности

После проведения ДДК, окончательно принимается решение на метод ремонта, выбирается соответствующая ремонтная конструкция. В нашем случае выбирается муфта П1.

Проводится дробеструйная обработка. Ей подвергаются наружная поверхность трубопровода в зоне ремонта и внутренние поверхности ремонтной конструкции. Во время дробеструйной обработки и после ее окончания обработанные поверхности должны поддерживаться в чистом и сухом состоянии. Для обработки применяется портативные дробеструйные установки, позволяющие работать в ремонтном котловане. Для этой цели выбираем установку абразивоструйную напорного типа DSG-200. Характеристики данного оборудования соответствуют требованиям руководящего документа [18].



Рисунок 38 – Пескоструйный дробеструйный аппарат

Таблица 5 – Характеристики аппарата DSG-200

Рабочее давление	5-8 бар
Максимальное рабочее давление	8 бар
Производительность	5-27 м ² /ч
Расход воздуха	1,3-8,9 м ³ /мин

По окончании, контроль качества проводится визуально без применения каких-либо устройств. Контроль производится наложением цветовой пленки на обработанную поверхность, которая потом сравнивается по цветовой гамме.

Сборка и сварка муфты П1

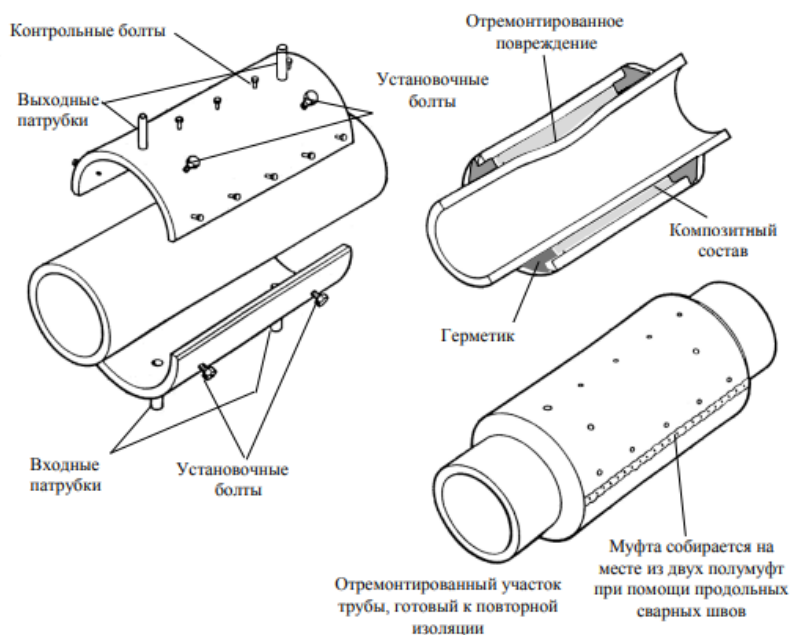


Рисунок 39 – Принципиальное изображение муфты П1

Для перевозки всего оборудования и погрузочно-разгрузочных работ необходим кран манипулятор. Выбор сделан в пользу отечественной машины, бортовой Урал-NEXT 4320-6952-72E5Г38 с КМУ АНТ 20-5ТЛ (г/п 7,5 т., тросовый).

Таблица 6 – Характеристики Бортового Урала с КМУ

Колесная формула	6х6
Мощность двигателя	275 л.с.
Длина платформы	6 метра
Грузоподъемность КМУ	7,5 тонн
Вылет стрелы	20,3 метра

Муфта устанавливается и с помощью регулировочных болтов выставляется зазор между трубой и муфтой, как на рисунке 39. Сварочные работы, при котором две полумуфты привариваются друг к другу проводится согласно требованиям главы 6 «Технология сварочно-монтажных работ при ремонте на действующих трубопроводах» [11].

Сварочный аппарат – технологически сложное устройство, предназначенное для соединения заготовок из разных металлов. Выбираем Aurora Pro Stronghold на рисунке 40 - а.

Для питания всех инструментов, работающих на электричестве нужно питание. Питание на удаленных районах трубопроводов обеспечивается через бензиновые/дизельные генераторы. В нашем случае необходим сварочный электрогенератор SDMO weldarc 300 для питания сварочного аппарата (рисунок 39 - б).



а – сварочный аппарат

б – генератор

Рисунок 40 – Сварочное и генерирующее оборудование

После завершения монтажа подсоединяется проводник катодной защиты к верхней части. По окончании проведения сварочных работ, все швы подвергаются визуально измерительному, ультразвуковому и капиллярному контролю. После проверки сварных швов приступают к работе с композитным составом.

Заделка торцевых концов муфты герметизирующим составом и заливка композитного состава

Последовательность работ согласно требованиям руководящего документа [18]:

- приготовить герметик. Соотношение смолы к наполнителю - отвердителю должно составлять 1:3. Герметик следует готовить порциями от 10 до 12 л не более. Время отверждения приблизительно 15 минут;

- провести герметизацию краев кольцевого зазора. Первый слой должен заполнять боковой зазор между трубопроводом и муфтой на глубину 25 мм. Второй слой наносят со скосом. При формировании скоса угол между перпендикуляром к трубе и линией, образуемой скосом, должен быть не менее 30°;

- установить установочные болты заподлицо с внутренней поверхностью муфты. Данную операцию проводят после затвердевания герметика;

- приготовить композитный состав;

- смонтировать армированные прозрачные шланги для нагнетания композитного состава, контроля заполнения и выхода воздуха и резервный шланг;

- заполнить композитным составом кольцевой зазор через нижний входной патрубок. Композитный состав нагнетать до тех пор, пока резервный шланг не будет заполнен композитным составом, затем пережать зажимом резервный шланг и продолжить заполнение кольцевого зазора до выхода композитного состава через верхние выходные патрубки на длину от 30 до 40 см. Шланги пережать зажимами. Операцию заполнения муфты композитным составом выполнять при температуре от плюс 3 °С до плюс 25 °С. Ремонтную конструкцию выдерживать в течение 24 часов при температуре от плюс 3 °С до плюс 25 °С для отверждения композитного состава;

- срезать заподлицо входные и выходные патрубки, выступающие части контрольных и установочных болтов;

					Разработка мероприятий по выборочному ремонту установкой муфты П1	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

- устранить все неровности, подтеки композитного состава на поверхности муфты и зачистить сварные швы;

Смешивание заливочного материала производится с помощью строительного миксера Dewalt, а нагнетание компаунда осуществляется с помощью нагнетательного Шестеренного насоса Calpeda.

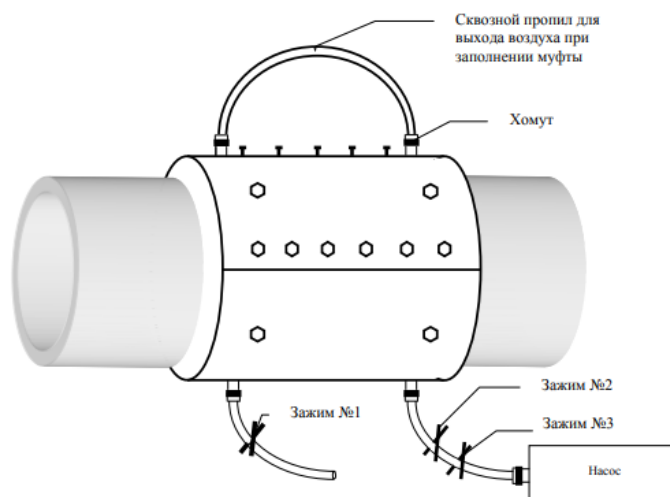


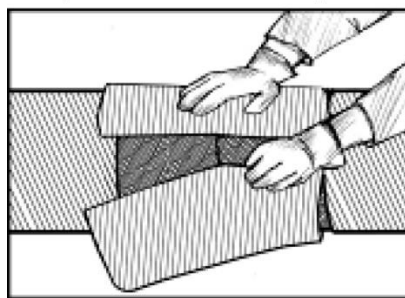
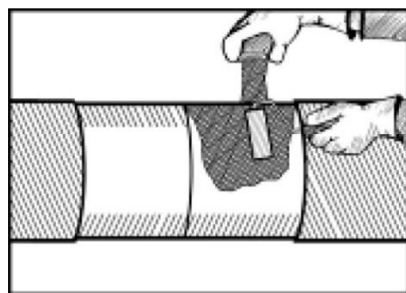
Рисунок 41 – Схема заполнения муфты композитным составом

После того как композит отвердел, все выступающие части срезаются заподлицо с помощью шлифмашинки. Для очистки трубопровода от изоляции выбирается угловая шлифовальная машина (болгарка) Makita с мощностью 2,2 кВт.

Восстановление изоляции на ремонтном участке

Восстановление изоляции проводится согласно требованиям руководящего документа [18], раздела 6.11. Необходимо перед непосредственным восстановлением очистить и нагреть участок ремонта.

На отремонтированный участок в первую очередь наносится праймер.



а – нанесение праймера

б – монтаж манжеты

Рисунок 42 – Первичная изоляция трубы

После нее производится монтаж термоусаживающейся манжеты (рисунок 42 – б). Замковая пластина устанавливается на место нахлеста термоусаживающейся манжеты полиэтиленовым слоем навверх, а середина нахлеста должна проходить посередине замковой ленты.

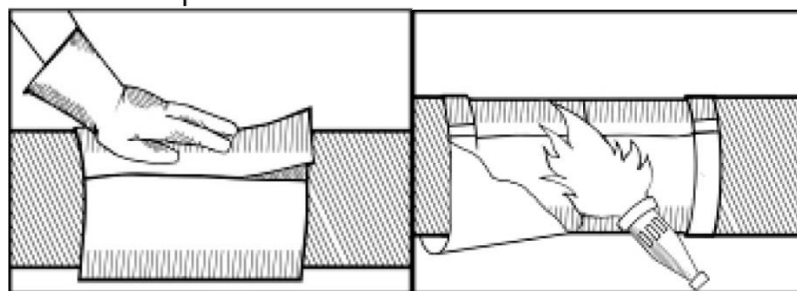


Рисунок 43 – Установка манжеты

Термоусадку необходимо начинать после установки замковой ленты. Термоусаживание манжеты производят мягким пламенем газовой горелки. Усадку манжеты производить от линии сварного шва сначала в одну сторону, затем от линии сварного шва в другую сторону.

6.3 Заключительные работы

Обратная засыпка

Засыпку выполняют бульдозером или экскаватором. Котлован засыпается только после вывода МН на технологический режим работы в соответствии с

режимом работы. И до засыпки должно провериться состояние изоляционного и защитного покрытия.

Засыпка трубопровода с учетом рекультивации грунта должна быть выполнена с образованием валика высотой до 20 см. По ширине валик должен перекрывать ремонтный котлован не менее чем на 0,5 м в каждую сторону от его границ [19].

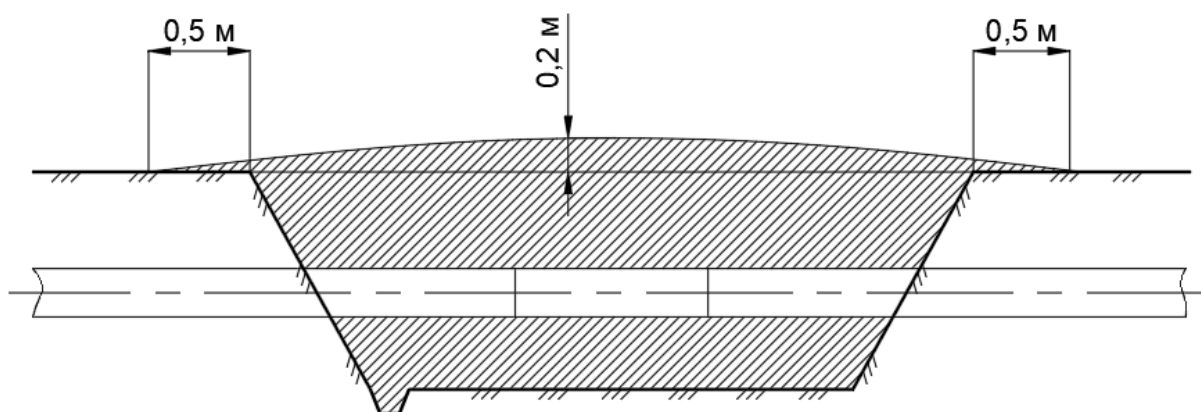


Рисунок 44 – Вид заполненного котлована

Вывод: в разделе разработаны мероприятия по установке муфты П1 на дефектную секцию, подобрано оборудование и техника, согласно действующим РД [11, 18, 19]. Описана технология проведения работ. Особое внимание следует уделять безопасности проведения работ в котловане.

					Разработка мероприятий по выборочному ремонту установкой муфты П1	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В технологии ремонта магистральных нефтепроводов широко используются ремонтные конструкции, которые не требуют вырезки дефектных участков трубопровода и остановки транспортировки нефтепродукта. В зависимости от типа дефекта, его параметров и расположения согласно действующему нормативному документу выбирается ремонтная конструкция и устанавливается на трубопровод для восстановления несущей способности трубы до бездефектного состояния.

В данном разделе приводится экономический расчет работ по устранению дефекта методом установки ремонтной конструкции П1 на магистральном нефтепроводе диаметром 530 мм. Порядок работ и необходимое оборудование представлены в разделе 6.

Состав затрат на устранение дефектов трубопровода формируется из следующих элементов: затраты на материалы; амортизационные отчисления; затраты на оплату труда; отчисления на социальные нужды.

7.1 Расчет времени для выполнения работ при установке муфты

Установка муфты П1

1) Определение дефекта на местности

В первую очередь необходимо определить местоположение дефекта на местности. Определение местоположения производится путем считывания расстояния полученное после ВТД, от маркерного пункта, также пунктом для отсчета может быть запорная арматура или сварной шов. Определение дефекта на местности занимает 1 час.

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Харлампьев Х.К.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					74	105
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 2Б8А		

2) Земляные работы

В состав земляных работ входит снятие плодородного слоя, разработка котлована и в конце работ засыпка котлована, рекультивация земли.

Согласно Единым нормам и расценке на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы, Сборник Е2 Земляные работы, выпуск 1 Механизированные и ручные земляные работы [23]:

- на срезание плодородного слоя почвы требуется 0,25 часа;
- разработка грунта в котлованах одноковшовыми экскаваторами, оборудованными обратной лопатой – 2,5 часа;
- обратная засыпка котлована бульдозерами 0,5 часа.

3) Подготовительные работы и монтаж конструкции

Очистка ремонтируемого участка трубопровода от изоляции и придание нужной шероховатости для наилучшей адгезии занимает 2 часа.

Для точного определения метода ремонта необходимо сделать ДДК. Проведение контроля занимает 1 час. После этого принимается окончательное решение на выбор метода ремонта.

Установка конструкции на трубу и подготовка ее к сварке занимает 0,5 часа.

В соответствии со сборником Е22 Сварочные работы [24], сварка проводится по 6 разряду, для толщины ремонтной конструкции 10 мм, требуется 3,6 часов. Если работу будут выполнять 2 электрогазосварщика, то потребуется 2 часа. После сварки требуется контроль качества сварных соединений – 0,25 часа.

Приготовление двухкомпонентного композитного заливочного состава занимает 0,25 часа. Герметизация открытых торцов муфты и заполнение ее композитным составом составляет 1 час.

4) Восстановление изоляции

По истечении 24 часов нужно нанести изоляционное покрытие на отремонтированный участок. Время на подготовку изоляции и нанесение изоляции занимает 1 час.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Установка муфты П2

Для сравнения возьмем муфту П2. Муфта П2 – обжимная приварная с технологическими кольцами. Устанавливается без зазора между муфтой и трубой над которой проводится ремонт.

Главное отличие при расчете времени это время на сварку затрачивается больше для данной муфты, а также нет работ по заполнению композитным составом. Для муфты П2 не требуется ожидание 24 часов, все работы выполняются сразу. Расчет времени осуществляем по такому же принципу, как и до этого.

Таблица 7 – Время на выполнение работ по установке П1 и П2

Вид работ	Затрачиваемое время	
	П1	П2
Установка места дефекта на местности согласно сертификата на дефект трубопровода после проведения диагностики	1 ч	1 ч
Разработка котлована для производства работ	2,75 ч	2,75 ч
Снятие изоляции для проведения ДДК	2 ч	2 ч
Проведение ДДК	1 ч	1 ч
Дробеструйная обработка поверхности	1 ч	1 ч
Сварочные работы по монтажу муфты П1	2 ч	3,5 ч
Проведение визуального и измерительного контроля сварных швов ремонтной муфты	0,25 ч	0,25 ч
Заделка торцевых концов муфты герметизирующим составом. Заливка полости ремонтной муфты заливочным композиционным материалом	1,25 ч	-
Восстановление изоляции на ремонтном участке	1 ч	1 ч
Обратная засыпка котлована, Восстановление защитного валика.	0,5 ч	0,5 ч
Итого:	12,75 ч	13 ч

Итого на работу для П1 затрачивается 12,75 часов, не включая ожидания на затвердевания композитного состава. Количество часов работы в по графику работы вахтовым методом подходят для того чтобы весь ремонт можно было выполнить за два дня.

На производство работ муфты П2 необходимо 13 часов. Также на ремонт выделяется 2 дня.

7.2 Затраты на материалы

Таблица 8 – Параметры муфт

Муфта	П1	П2
Длина	1,5 м	1 м + 0,2 м
Толщина стенки	10 мм	10 мм
Внутренний диаметр муфты	540 мм	530 мм
Внешний диаметр муфты	560 мм	550 мм

Расчет сварочных материалов основывается на методике в справочном пособии [25]. Когда используется ручная дуговая сварка, расход электродов по определенному объему работ определяется по формуле:

$$L_{э} = K_p \cdot G_H, \quad (7.1)$$

где K_p – коэффициент расхода электродов на один килограмм наплавленного металла. Для электродов Э50А он равен: $K_p = 1,7$;

G_H – масса наплавленного металла, которую определим по формуле:

$$G_H = V \cdot \gamma, \quad (7.2)$$

где V – объем наплавленного металла, см^3 ;

γ – плотность металла; $\gamma = 7,8 \text{ г/см}^3$.

Объем наплавленного металла определяется по формуле:

$$V = F_H \cdot L, \quad (7.3)$$

где F_H – площадь наплавленного металла, см^2 ;

L – длина сварных швов, см.

Площадь наплавленного металла определяется по формуле:

$$F_H = 0,5 \cdot a \cdot b, \quad (7.4)$$

где a – толщина стенки, мм;

b – зазор между полумуфтами, мм.

$$F_H = 0,5 \cdot 10 \cdot 10 = 50 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, объем наплавленного металла для муфты П1:

$$V = 0,5 \cdot 300 = 150 \text{ см}^3,$$

Расход сварочных материалов для П1:

$$L_э = 1,7 \cdot 150 \cdot 7,8 = 1989 \text{ г} = 1,989 \text{ кг}.$$

Для П2

$$F_H = 0,5 \cdot 10 \cdot 10 = 50 \text{ мм}^2,$$

$$L = 2 + 0,4 + \pi \cdot 0,55 = 413 \text{ см},$$

$$V = 0,5 \cdot 413 = 206,5 \text{ см}^3,$$

$$L_э = 1,7 \cdot 206,5 \cdot 7,8 = 2738 \text{ г} = 2,738 \text{ кг}.$$

Расчет композитного материала

Расход композитного материала при композитно-муфтовой технологии определяется по следующему способу [18]:

$$V_k = ((\pi \cdot R_1^2) \cdot L) - ((\pi \cdot R_2^2) \cdot L), \quad (7.5)$$

где R_1 – внутренний радиус муфты, м;

R_2 – внешний (наружный) радиус трубопровода, м;

L – длина муфты, м.

$$V_k = ((\pi \cdot 0,28^2) \cdot 1,5) - ((\pi \cdot 0,265^2) \cdot 1,5) = 0,0385 \text{ м}^3.$$

Расход герметизирующей мастики, для открытых концов, при КМТ технологии рассчитывается по следующей формуле:

$$V_r = ((\pi \cdot R_1^2) \cdot 0,03) - ((\pi \cdot R_2^2) \cdot 0,03) \quad (7.6)$$

$$V_r = ((\pi \cdot 0,28^2) \cdot 0,03) - ((\pi \cdot 0,265^2) \cdot 0,03) = 0,00077 \text{ м}^3.$$

Расчет изоляционной и оберточной лент

Нанесение изоляционных материалов в виде рулонов требует производить по слою свеженанесенной мастики без перекосов, обвисаний и воздушных пузырей, с 50% нахлестом с размером ширины оберточной ленты. Конец изоляционной и оберточной лент должен быть зафиксирован, залеплен клейкой липкой лентой.

Расчет изоляции производится по формуле:

$$L_{\text{из}} = 2\pi R_{\text{м}} \cdot \frac{l_{\text{м}}}{h} + 2\pi R_{\text{т}} \cdot \frac{l_{\text{т}}}{h}, \quad (7.7)$$

где $R_{\text{м}}$, $R_{\text{т}}$ – наружный радиус ремонтной муфты и трубопровода с изоляционным слоем;

$l_{\text{м}}$, $l_{\text{т}}$ – длина обертки, намотанная на муфту и трубопровод, м;

h – ширина обертки, м.

Для муфты П1

$$L_{\text{из}} = 2\pi \cdot 0,28 \cdot \frac{1,5}{0,3} + 2\pi \cdot 0,27 \cdot \frac{0,7}{0,3} = 13,07 \text{ м.}$$

Для муфты П2

$$L_{\text{из}} = 2\pi \cdot 0,275 \cdot \frac{1,5}{0,3} + 2\pi \cdot 0,27 \cdot \frac{0,7}{0,3} = 10,87 \text{ м.}$$

Таблица 9 – Материальные затраты на муфту П1

Наименование	Ед. изм.	Количество	Цена за ед. руб.	Сумма
Муфта сварная композитная П1	шт	1	112125	112125
Электроды	Кг	1,989	460	914,94
Герметизирующая мастика	м ³	0,00077	655500	504,73
Композитный материал	м ³	0,0385	270250	10404,62
Изоляционная лента	м	13,07	207	2705,49
Итого:				119249,526 руб

Таблица 10 – Материальные затраты на муфту П2

Наименование	Ед. изм.	Количество	Цена за ед. руб.	Сумма
Муфта П2	шт	1	106950	106950
Электроды	Кг	2,738	460	1259,48
Изоляционная лента	м	10,87	207	2250,09
Итого:				110459,57 руб

Материальные затраты на муфту П2 меньше на 16195,2 руб.

7.3 Расчет количества используемого оборудования и техники

Для ремонта подземного трубопровода требуется следующая основная техника: трассоискатель, бульдозер, экскаватор, электрические генерирующие установки, машина для очистки изоляции, кран манипулятор и автомобиль с бортом для перевозки оборудования к месту работ. Два последних оборудования можно заменить бортовым КМУ.

Для муфты П1 необходим насос для закачки композитного состава и миксер для смешивания.

Таблица 11 – Стоимость оборудования и техники

Наименование оборудования	Стоимость, тыс.руб	
	Муфта П1	Муфта П2
Трассоискатель RIDGID	500	500
Бульдозер Б10М	7000	7000
Экскаватор Hitachi	25000	25000
Шлифовальная машина	40	40
Дробеструйная машина	100	100
Электрогенератор SDMO	400	400
Бортовой Урал с КМУ	11000	11000
Сварочный аппарат Aurora	130	130
Миксер Dewalt	30	-
Нагнетательный насос	50	-
Вахтовый автобус	7500	7500

Амортизационные отчисления

Для выбранных видов оборудования и техники необходимо рассчитать амортизационные отчисления.

Таблица 12 – Амортизационные отчисления для муфты П1

Наименование	Стоимость, тыс.руб.	Норма амортиз., %	Норма амортиз. в год, тыс.руб	Норма амортиз. в час, тыс.руб.	Кол-во	Время исп.	Сумма амортиз. Руб
Трассоискатель	500	11	55	0,0063	1	1	6,28
Бульдозер Б10М	7000	12,5	875	0,0999	1	0,5	49,94
Экскаватор Hitachi	25000	7,7	1925	0,2197	1	2,5	549,37
Шлифовальная машина	40	33,3	13,32	0,0015	1	1	1,52
Дробеструйная машина	100	15	15	0,0017	1	1	1,17
Электрогенератор	400	6,2	24,8	0,0028	1	3	8,49
Бортовой КМУ	11000	6,7	737	0,0841	1	5	420,66
Сварочный аппарат	130	8,33	10,829	0,0012	2	1	2,47
Миксер	30	15	4,5	0,0005	1	0,3	0,15
Нагнетательный насос	50	12,5	6,25	0,0007	1	0,5	0,36
Вахтовый автобус	7500	16,7	1252,5	0,1430	1	5	714,90
Итого, руб.							1755,85

Таблица 13 – Амортизационные отчисления для муфты П2

Наименование	Стоимость, тыс.руб.	Норма амортиз., %	Норма амортиз. в год, тыс.руб	Норма амортиз. в час, тыс.руб.	Кол-во	Время исп.	Сумма амортиз. Руб
Трассоискатель	500	11	55	0,0063	1	1	6,28
Бульдозер Б10М	7000	12,5	2500	0,2854	1	0,5	142,69
Экскаватор Hitachi	25000	7,7	1155	0,1318	1	2,5	329,62

Продолжение таблицы 13

Шлифовальная машина	40	33,3	13,32	0,0015	1	1	1,52
Дробеструйная машина	100	15	15	0,0017	1	1	1,17
Электрогенератор	400	6,2	24,8	0,0028	1	3	8,49
Бортовой КМУ	11000	6,7	737	0,0841	1	5	420,66
Сварочный аппарат	130	8,33	10,79	0,0012	2	1	1,23
Вахтовый автобус	7500	16,7	584,5	0,0667	1	5	333,62
Итого, руб.						1755,35	

7.4 Оплата труда и страховые взносы

Заработная плата работников

При установке муфты П1 не учитывается время затвердевания композитной смеси при расчете зарплат.

Таблица 14 – Заработная плата, без учета надбавок

Профессия	Кол-во персонала		Тарифная ставка, руб/час	Время проведения операции, ч		Фонд ЗП руб.		Заработная плата, с учетом рай. коэф., руб.	
	П1	П2		П1	П2	П1	П2	П1	П2
Мастер	1	1	300	12	12	3600	3600	5400	5400
Машинист бульдозера	1	1	250	1	1	250	250	375	375
Машинист экскаватора	1	1	250	2,5	2,5	625	625	937,5	937,5
Машинист КМУ	1	1	210	1	1	210	210	315	315
Электрогазосварщик	2	2	200	2	3,5	800	1400	1200	2100
Слесарь	2	2	180	2	1	720	360	1080	540
Линейный трубопроводчик	2	2	180	5	4	1800	1440	2700	2160
Водитель	3	3	150	12	12	5400	5400	8100	8100
Итого, руб								20107,5	19927,5

Экономия в заработной плате при использовании конструкции П2 составляет 180 руб.

Расчет страховых взносов

Расчет страховых взносов производится на основании утвержденных норм согласно федеральному закону О страховых взносах [26].

Для расчета страховых взносов по страхованию от несчастных случаев на производстве и каких-либо профессиональных болезней, берем класс 6, для производства строительного-монтажных работ в котором тариф равен 0,7% [27].

Фонд социального страхования - 2,9%

Фонд основного медицинского страхования - 5,1%

Пенсионный фонд - 22%

Таблица 15 – Страховые взносы при П1

Профессия	Кол-во чел.	Заработная плата	Фонд социального страхования	Фонд основного медицинского страхования	Пенсионный фонд	Страхование несчастных случаев	Итого
Мастер	1	5400	156,6	275,4	1188	37,8	1657,8
Машинист бульдозера	1	375	10,875	19,125	82,5	2,625	115,125
Машинист экскаватора	1	937,5	27,19	47,81	206,25	6,56	287,81
Машинист КМУ	1	315	9,135	16,065	69,3	2,205	96,705
Сварщик	2	1200	34,8	61,2	264	8,4	368,4
Слесарь	2	1080	31,32	55,08	237,6	7,56	331,56
Линейный трубопроводчик	2	2700	78,3	137,7	594	18,9	828,9
Водитель	3	8100	234,9	413,1	1782	56,7	2486,7
Общая сумма, руб.							6173

Таблица 16 – Страховые взносы при П2

Профессия	Кол-во чел.	Заработная плата	Фонд социального страхования	Фонд основного медицинского страхования	Пенсионный фонд	Страхование несчастных случаев	Итого
Мастер	1	5400	156,6	275,4	1188	37,8	1657,8

Продолжение таблицы 16

Машинист бульдозера	1	375	10,875	19,125	82,5	2,625	115,125
Машинист экскаватора	1	937,5	27,19	47,81	206,25	6,56	287,81
Машинист КМУ	1	315	9,135	16,065	69,3	2,205	96,705
Сварщик	2	2100	60,9	107,1	462	14,7	644,7
Слесарь	2	540	15,66	27,54	118,8	3,78	165,78
Линейный трубопроводчик	2	2160	62,64	110,16	475,2	15,12	663,12
Водитель	3	8100	234,9	413,1	1782	56,7	2486,7
Общая сумма, руб.							6117,74

Экономия в страховых взносах при использовании конструкции П2 составляет 55,26 руб.

7.5 Общие затраты на ремонт

Основываясь на вышеперечисленных расчетах определяем общую сумму по каждой муфте.

Таблица 17 – Суммарные затраты

Затраты	Сумма затрат, руб.	
	Муфта П1	Муфта П2
Затраты на материалы	126654,79	110459,57
Амортизационные отчисления	1755,86	1755,35
Зарплаты	20107,5	19927,5
Страховые взносы	6173	6117,74
Накладные расходы (18%)	27844,10	24886,52
Итого:	182535,56	163147

Вывод: использование муфты П2 экономически выгоднее по материальным затратам на 19388,57 рублей (на 11,88 %) чем при использовании муфты П1.

8. Социальная ответственность

Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе – это неотъемлемая часть процесса эксплуатации трубопроводов. При выборочном ремонте магистрального нефтепровода разрабатывается котлован с помощью специализированной техники, такой как бульдозеры и экскаваторы. Производятся различные работы по спуску и подъему необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов и другого оборудования.

Непосредственно рабочая зона представляет собой ремонтный котлован, в котором происходит установка на нефтепровод ремонтной конструкции.

При производстве ремонтных работ на нефтепроводах важнейшей задачей является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности. Целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при ремонте нефтепровода.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства

Организация и проведение ремонтных работ должны осуществляться в соответствии с требованиями действующих регламентов. Запрещается проводить ремонтные работы без оформления необходимых разрешительных документов, таких как:

- наряда допуска;
- разрешения на производство работ в охранной зоне;
- ордера на проведения работ в охранной зоне;
- наряда допуска на проведения в охранной зоне ВЛ;
- согласования проведения работ владельцев смежных коммуникаций при их наличии.

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Харлампьев Х.К.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					<i>85</i>	<i>105</i>
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
					ТПУ гр. 2Б8А			

В соответствии с федеральным законом РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» [28], работники сталкиваются с вредными условиями труда. Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливается в соответствии статей коллективного договора, Трудового кодекса или других внутренних документов предприятия. Законодательством предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать компенсации:

– оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере;

– минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет 4 процента тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда;

– сокращенная продолжительность рабочего времени устанавливается: для работников, условия труда на рабочих местах, которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 3 или 4 степени или опасным условиям труда, - не более 36 часов в неделю;

– минимальная продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска работникам, составляет 7 календарных дней.

Согласно приказу министерства труда и социальной защиты российской федерации, об утверждении норм выдачи спецодежды [29], работники должны обеспечены средствами индивидуальной защиты: костюм для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий, специальная обувь, очки защитные, защитная каска.

Технические и организационные меры безопасности при подготовке объекта к выполнению работ составляются при разработке ППР и оформлении наряда-допуска на каждый вид работ и место их проведения.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

здоровья и работоспособность персонала. В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля:

- постоянный контроль работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;
- периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям;
- выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны, приостановить работы и принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

Необходимо проведение плановых и внеплановых инструктажей по технике безопасности и практических занятий для приобретения устойчивых навыков использования необходимых технических средств, СИЗ, приспособлений и соблюдения необходимых мер безопасности.

До начала работ повышенной опасности, ответственный за ее проведение обязан проинструктировать всех рабочих о технологической последовательности операций и необходимых мерах безопасности. После этого каждый работник, получивший инструктаж, должен расписаться в наряде-

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

допуске. В период подготовки к проведению работ осуществляется проверка наличия и исправности средств индивидуальной защиты, инструментов, приспособлений и других средств обеспечения безопасности исполнителей. Перед началом работ проводится проверка воздуха на загазованность. Пробы отбираются в плохо вентилируемых местах. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать 20% от нижнего концентрационного предела распространения пламени. Места проведения работ следует ограждать.

8.2 Производственная безопасность

Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

В соответствии с ГОСТом на опасные и вредные производственные факторы перечислим потенциальные факторы в таблице 18

Таблица 18 – Потенциальные опасные и вредные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [30]

Факторы	Нормативные документы
1. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов;	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
2. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего;	СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты
3. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;	ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные.

Продолжение таблицы 18

4. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты;	ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Работы на высоте
5. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов
6. Повышенный уровень шума;	ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности
7. Повышенный уровень локальной вибрации;	ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность
8. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
9. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

1) Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов

Используемое оборудование для ремонта подключается к электрической сети. Из-за этого существует опасность получения удара током при работе.

Чтобы минимизировать риск получения удара током необходимо придерживаться простых правил обращения с электроинструментами: не использовать неисправный инструмент с неисправными кабелями, станции подключения и управления должны быть заземлены [31].

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки. Для защиты от электрической дуги, статического электричества и металлических

искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

2) Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего;

При ремонте подземных магистральных трубопроводов работы производятся в котловане. В земляном котловане существует риск обрушения грунта [20].

Обрушение происходит из-за превышения нормативной глубины разработки выемки без креплений или неправильного устройства их; разработки траншей и котлованов с недостаточно устойчивыми откосами; нарушения технологии производства земляных работ; возникновения неожиданных нагрузок от строительных материалов и конструкций, землеройных и транспортных машин, а также при отсутствии или неправильном устройстве водоотлива.

Основные методы минимизации риска обрушения грунта:

- обустройство котлована с откосами согласно строительным нормам на каждый вид грунта;
- постоянный контроль за состоянием стенок котлована;
- недопущения движения техники по бровке котлована.

3) Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;

Для монтажа ремонтной конструкции, для спуска оборудования в место работ используются подъемные крановые механизированные установки. При земляных работах используются экскаватор, чья стрела может быть источником опасности. Двигающаяся техника у котлована представляет опасность [32].

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

травмирование. Запрещается находиться людям при работе экскаватора ближе чем на максимальный радиус действия плюс 5 метров.

Перемещение, установка и работа машин вблизи выемок, траншей и котлованов разрешается только за пределами призмы обрушения грунта.

4) Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты.

Котлованы могут иметь достаточную глубину, более 1,8 м, чтобы представлять опасность падения с высоты и получения травм при падении [33].

В каждом ремонтном котловане должны быть установлены, с необходимым уклоном, минимум 4 лестницы для подъема и спуска людей.

Для уменьшения риска падения людей с высоты, необходимо установить вокруг котлована предупреждающие знаки, которые будут информировать о том, что там ведутся работы и есть опасность. Также запрещается ходить по бровке котлована из-за риска обрушения краев при воздействии веса человека.

5) Пожаровзрывоопасность

При проведении сварочных работ возможно возгорание горючих веществ в рабочей зоне. При разгерметизации трубопровода возможно попадание нефти и паров нефти в рабочую зону.

Для избегания пожара в ремонтном котловане не должны находиться легковоспламеняющиеся вещества при сварочных и других огневых работах. Для снижения риска взрыва необходимо проводить анализ газовой смеси в котловане.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие возгорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые (ОП-3, ОП-5), углекислотные огнетушители (ОУ-3, ОУ-4, ОУ-5) и воздушно-эмульсионные огнетушители (ОВЭ-10), асбестовые полотна, грубошерстные ткани, песок. Всё это оборудование должно находиться у котлована [34].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

б) Повышенный уровень шума;

Различная техника (бульдозеры, экскаваторы, автокраны, тягачи) при своем передвижении и работе издает большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, допустимый уровень звукового давления 80 дБ. [35]

Основные методы борьбы с шумом:

- использование средств, снижающих шум (звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины);
- средства индивидуальной защиты (СИЗ) - наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха.

7) Повышенный уровень локальной вибрации

Вибрация, создаваемая машинами, механизированным инструментом и оборудованием (далее - машины), способна привести как к нарушениям в работе и выходу из строя самих машин, так и служить причиной повреждения других технических и строительных объектов. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм.

Действие вибраций на человека определяется угнетением центральной нервной системы, вызывая чувство тревоги и страха. Происходят изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Это проявляется в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [36].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них);
- введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих.

8) Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 200 лк независимо от применяемых источников света. При работе средней точности общее освещение должно быть 400 лк, при системе комбинированного освещения 750 лк. КЕО естественного освещения 4,0% при верхнем или комбинированном освещении, 1,5% при боковом освещении [37].

Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены. Освещенность должна быть равномерной, без ослепляющего действия осветительных приборов на рабочих.

9) Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1–10 мг/м³, для нефтепродуктов ПДК равно 300 мг/м³ [38].

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах, защитных очках и комбинезонах.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

8.3 Экологическая безопасность

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы [39].

Анализ влияния на окружающую среду

1) Воздействие на атмосферу

Загрязняющие атмосферный воздух вещества могут образовываться при проведении ниже перечисленных работах на нефтепроводе:

– при монтаже или ремонте магистрального нефтепровода, связанного с электродуговой сваркой, очисткой металлической поверхности нефтепровода под нанесение защитного антикоррозионного покрытия;

– при обезжиривании металлической поверхности конструкций резервуара протиркой уайт-спиритом;

– при окраске поверхности эмалевыми красками;

– при работе двигателей транспортной, строительно-монтажной техники;

Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины, используемые при ремонте магистрального нефтепровода. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды серы, керосин, углерод.

2) Воздействие на гидросферу

При проведении ремонта по естественным водостокам в водные объекты могут попасть загрязняющие вещества с работающей техники. Необходимо исключить слив отработанного масла, разлив горюче-смазочных материалов, мойку механизмов и автотранспорта в неустановленных для этого местах и т.п.

Нефть и нефтепродукты оказывают влияние на природные воды. Несмотря на низкую растворимость в воде, небольшого количества нефти достаточно, чтобы резко ухудшилось качество воды. В воде нефтепродукты могут подвергаться одному из следующих процессов: ассимиляции водными

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						94
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

организмами, повторной седиментации, эмульгированию, образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению.

3) Воздействие на литосферу

При выполнении ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах ремонта магистрального нефтепровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;
- загорание торфяников и естественной растительности.

Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Воздействие на атмосферу

Для снижения уровня загрязнения необходимо: использование экологически безопасных источников энергии; использование безотходной технологии производства; борьба с выхлопными газами автомобилей; осуществление отвода паров нефтепродуктов в специальные емкости.

Воздействие на литосферу

На период проведения работ по ремонту магистрального нефтепровода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных нефтепроводов.

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древеснокустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий. Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности. Природовосстановительные

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

мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и строительными отходами. На всех участках восстановлен растительный слой. Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по ремонту дефектных участков нефтепровода.

Воздействие на гидросферу

Для восстановления существовавшей до начала выполнения ремонтных работ системы местного водостока следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов. При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

8.4 Безопасность чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС

При проведении работ по ремонту магистрального нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

- природные катастрофы;
- техногенные аварии – пожар, разлив нефтепродуктов;
- падение автокрана в котлован.

В связи с этим, инженерно-технический персонал и рабочие, занятые на ремонте нефтепроводов, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности и промышленной безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил,

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

по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного и первичного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

При производстве ремонтных работ на магистральных нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению нефтепровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						97
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

В данной работе провели обзор дефектов линейной части МН, внутритрубную диагностику и дополнительный дефектоскопический контроль на МН.

Проведен расчет магистрального нефтепровода на прочность. На основании расчета сделан вывод о том, что толщина стенки 8 мм будет обеспечивать прочность нефтепровода, что подтверждает прочность и устойчивость рассматриваемого объекта.

Рассмотрены возможные методы ремонта и композитный ремонт трубопроводов из мировой практики. Исходя из параметров дефекта предложен метод ремонта для дефекта потери металла на внешней поверхности трубы.

Произведено обоснование моделированием в САПР Ansys, участка с дефектом и установленной конструкцией. Результаты показали, что муфта П1 будет обеспечивать большой запас прочности и долговечность участка относительно П1. Рассмотрена зависимость распределения эквивалентных напряжений в области дефекта в зависимости от параметров дефекта.

Разработаны мероприятия по выборочному ремонту установкой ремонтной конструкции П1 на участок с дефектом потеря металла. Подобрано необходимое оборудование, рассчитаны размеры ремонтного котлована и рассмотрен общий порядок работ.

В экономической части произведено сравнение затрат на установку муфт П1 и П2. Для сравнения были рассчитаны временные, материальные затраты, затраты на оплату труда, страховые взносы и амортизация используемого оборудования. Сравнение показало, что общие затраты при установке муфты П1 больше на 11,88%. Однако определяющим фактором при выборе являлось обеспечение прочности.

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Харлампьев Х.К.</i>			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					98	105
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 258А		

Список использованных источников

1. Дейнеко С.В. Обеспечение технологической и конструктивной надежности систем трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: [учебное пособие] / С. В. Дейнеко; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа). – Москва: ЦентрЛитНефтегаз, 2019. – 248 с.: ил. – Библиогр.: с. 240-243. – ISBN 978-5-902665-72-4.
2. Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору: официальный сайт – URL: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (дата обращения 25.05.2022). – Текст: электронный.
3. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / А. Г. Гумеров [и др.]. – Москва: Недра, 1998. – 271 с.: ил. – ISBN 5-247-038193.
4. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов / Гумеров А. Г. [и др.] – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 525 с.: ил. – ISBN 5-8365-0013-4.
5. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2, 3): дата введения 25.12.2012.
6. РД-23.040.00-КТН-011-11 (с изм. 1 2013) Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов.
7. ОР-75.180.00-КТН-065-09 Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ.
8. ОР-19.100.00-КТН-010-10 Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов.
9. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

					<i>Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Харлампьев Х.К.</i>			Список использованных источников		
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						99	105
					ТПУ зр. 2Б8А		

10. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Уфа. ООО «Дизайн Полиграф Сервис». 2002 – 658 с.

11. РД-23.040.00-КТН-201-17 (с изм. 1 2020) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций.

12. Муфта УКМТ Ремонтные муфты: УКМ, УКМТ: сайт – URL: https://pso-ngd.com/mufty-ukmt/article_post/mufta-ukmt (дата обращения 22.05.2022). Текст – Электронный.

13. Ремонтные комплекты ГАРС ТУ 2296-152-05786904-99: сайт – URL: <https://www.remneftegaz.ru/catalog/413/430> (дата обращения 22.05.2022). Текст – Электронный.

14. Руководство по применению композитных материалов. Интра – сервисная компания: [электронный ресурс] – <http://intrabaltic.lt/images/brochures/Intra-Composite.pdf> (дата обращения 22.05.2022). Текст – Электронный.

15. Clock Spring composite repair sleeve for high-pressure pipelines: сайт – URL: <https://www.cs-nri.com/product/clock-spring-composite-repair-sleeve/> (дата обращения 22.05.2022). Текст – Электронный.

16. Pipeline repair clamp: сайт – URL: <https://www.statsgroup.com/products-services/repair-maintenance/pipeline-repair-clamp?hsLang=en> (дата обращения 22.05.2022). Текст – Электронный.

17. Фролова А. В. Анализ эффективности использования ремонтной конструкции дефектного участка нефтепровода с применением программного комплекса ANSYS //Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию горногеологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 5-9 апреля 2021 г. Т. 2. – Томск, 2021. – С. 439-441.

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

18. РД-23.040.01-КТН-108-10 Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов.

19. РД-23.040.00-КТН-064-18 (с изм. 1 2021) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры.

20. СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты.

21. РД-13.110.00-КТН-031-18 (с изм. 1 2021) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО "Транснефть".

22. ВСН 31-81 инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов министерства нефтяной промышленности.

23. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е2 Земляные работы. Выпуск 1 Механизированные и ручные земляные работы: [электронный ресурс] – URL: http://rdt.org.ru/images/documents/03_ENiR_E2.pdf (дата обращения 22.05.2022). Текст – Электронный.

24. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е22 Сварочные работы: [электронный ресурс] – URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293728/4293728494.pdf> (дата обращения 22.05.2022). Текст – Электронный.

25. Справочное пособие: нормирование сварочных материалов для дуговой сварки.- Томский промышленно-гуманитарный колледж – 2017 г. – 43 с.

26. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского

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

страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования" (с изм. от 02.07.2021) (ред. от 01.01.2022): Федеральный закон № 213-ФЗ.

27. Приказ Минтруда России от 30.12.2016 N 851н «Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» (с изм. 10.11.2021).

28. Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 года О специальной оценке условий труда (ред. от 01.01.2021):

29. Приказ Минтруда России от 09.12.2014 года №997н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».

30. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправками)

31. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

32. ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные.

33. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Работы на высоте.

34. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов.

35. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

36. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						102
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- 37. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
- 38. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 39. Федеральный закон №7-ФЗ от 12.01.2002 года Об охране окружающей среды (с изменениями на 26 марта 2022 года)

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>103</i>

Приложение А

Сертификат на дефект

Сертификат №385097

Трубопровод: МН «N» диаметр 530 мм

Участок: 1.2 – 125 км

Описание особенности :

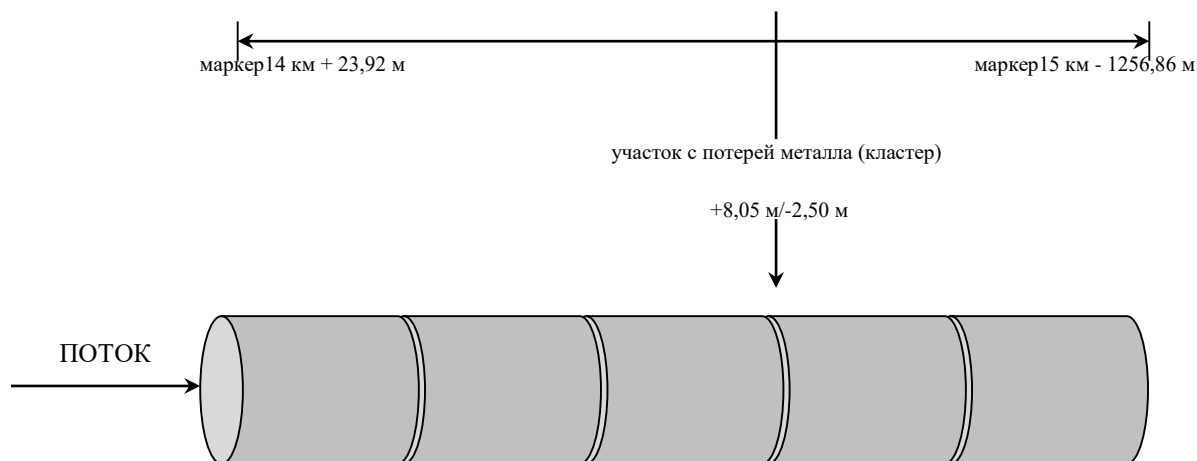
Название особенности :	участок с потерей металла (кластер)
Абс.дистанция от точки пуска :	10856,05 м
Тип особенности :	внешний
Угловое положение :	32°
Осевая длина :	435 мм
Ширина :	205 мм
Толщина стенки в районе дефекта :	10 мм
Максимальная глубина :	48% (4,8 мм)
Широта/Направление на север :	
Долгота/Направление на восток :	

Данные о секции с привязкой дефекта :

Номер секции :	10540		
Длина секции :	10,55 м		
Тип секции :	бесшовная		
Начало секции :	10848,00 м	Расстояние до дефекта :	8,05 м
Конец секции :	10858,55 м	Расстояние от дефекта :	2,50 м

Данные об ориентирах с привязкой дефекта :

Ориентир 1 (выше особенности по течению) :	маркер14 км
Ориентир 2 (ниже особенности по течению) :	маркер15 км
Расстояние точки пуска до ориентира 1 :	10461,48 м
Расстояние точки пуска до ориентира 2 :	11742,26 м
Положение особенности от ориентира 1 :	23,92 м
Положение особенности от ориентира 2 :	1256,86 м



Номер секции :	10510	10520	10530	10540	10550
Длина секции :	11,50	10,02	10,80	10,55	11,56
Толщина стенки :	10	10	10	10	10
Тип секции :	прямо	прямо	прямо	прямо	прямо
Ориентация шва :					

Приложение Б

Акт ДДК

Акт

о проведении дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК) дефекта № ***

XXXXXXXXXX

Местоположение ***

XXXXXXXXXX

Тип трубы прямошовная

Магистральный нефтепровод

Игольско-Таловое-Герасимовское

Диаметр 530

1. Методы контроля: УЗК, ВИК

2. Идентификация дефекта, обнаруженного ВИП

Параметры дефекта	Результаты по ВИП	Результаты по ДДК
Описание дефекта	Участок с потерей металла	Участок с потерей металла
Тип (нар., вн., ст.)	внешний	внешний
Длина, мм	435	450
Ширина, мм	205	200
Глубина/высота, мм	4,8	4,8 (48%)
Угловое положение, град	32	32
Толщина стенки, мм	10	10

