

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Профиль «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Совершенствование методов устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций»

УДК 622.692.4.053(252.6)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Коновалов Б. Б.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ТХНГ	Радюк К.Н.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭПР	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И. о. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н.		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения (осенне / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

УТВЕРЖДАЮ:

И. о. зав. кафедрой

(Подпись)

(Дата)

(Бурков П.В.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Коновалову Борису Борисовичу

Тема работы:

«Совершенствование методов устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2820/с от 19.04.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <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>	Объект исследования – виртуальный магистральный нефтепровод со следующими исходными данными: наружный диаметр нефтепровода 1220 мм, толщина стенки нефтепровода 12 мм, глубина залегания нефтепровода 1,6 м. Инженерный расчет с целью проверки нефтепровода на прочность и устойчивость. Экономический анализ различных технологий ремонта участка нефтепровода
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Аналитический обзор технологий устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций по литературным источникам; 2. Рассмотрение технологии устранения дефекта методом установки ремонтной конструкции на виртуальном магистральном нефтепроводе с заданными параметрами; 3. Проведение расчета на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Нет

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Введение	Ассистент кафедры ТХНГ Радюк К.Н.
Обзор литературы	Ассистент кафедры ТХНГ Радюк К.Н.
Расчетная часть	Ассистент кафедры ТХНГ Радюк К.Н.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент кафедры ЭПР, к.э.н. Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Инженер, к.т.н. Грязнова Е.Н.
Заключение	Ассистент кафедры ТХНГ Радюк К.Н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
На русском языке: реферат, обзор литературы, расчетная часть, Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность, Заключение.	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	30.04.2017
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Радюк К.Н.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Коновалов Б. Б.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Коновалов Борис Борисович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ по установке композитной муфты на эксплуатируемый магистральный нефтепровод.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности установки композитной муфты на магистральный нефтепровод.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности применяемой технологии.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Графики динамики и сравнения показателей
2. Линейный календарный график выполнения работ
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Коновалов Б. Б.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Коновалов Борис Борисович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	1. Ремонтные конструкции и порядок их установки на магистральный нефтепровод. 2. Область применения – это ремонтно-восстановительные работы на магистральном нефтепроводе.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью; – предлагаемые средства защиты. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности; – термические опасности; – электробезопасность.	1. Производственная безопасность 1.1. Проанализировать выявленные вредные физико-химические факторы при ремонте магистрального нефтепровода, к которым относятся: – показатели микроклимата; – уровень вибрации; – электромагнитное излучение; – недостаточная освещенность; – шум; – повышенная загазованность и запыленность; – повреждения, связанные с контактом с животными, насекомыми, пресмыкающимися. Рассмотрены средства коллективной и индивидуальной защиты от наиболее вредных факторов. 1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы: – механические опасности; – электробезопасность.
2. Экологическая безопасность: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	2. Экологическая безопасность: – проанализировать воздействие объекта на атмосферу (выбросы); – проанализировать воздействие объекта на гидросферу (сбросы); – проанализировать воздействие объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

– перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	– возможной чрезвычайной ситуацией на объекте может стать возникновение пожара; – разработка первичных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;
4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – режимы труда и отдыха; – компоновка рабочей зоны.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Коновалов Б. Б.		

РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа состоит из 97 с., 17 рис., 15 табл., 26 источников.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, дефект, ремонтная конструкция, ремонт трубопровода, композитно-муфтовая технология.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод.

Цель работы – выявить наиболее оптимальную технологию устранения дефектов на магистральных трубопроводах при помощи установки ремонтной конструкции.

В ходе исследования был проведен анализ существующих в настоящий момент технологий устранения дефектов на магистральных трубопроводах при помощи установки ремонтной конструкции. Также была рассмотрена технология ликвидации дефекта на виртуальном магистральном трубопроводе, был проведен расчет на устойчивость и прочность магистрального трубопровода.

По результатам проведенного анализа был определен наиболее оптимальный метод для ликвидации дефектов на магистральном нефтепроводе.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: описана технология устранения дефекта на магистральном нефтепроводе методом установки ремонтной конструкции на виртуальном магистральном нефтепроводе с заданными исходными параметрами.

Степень внедрения: на объекте исследования использовалась композитно-муфтовая технология.

Область применения: композитно-муфтовая технологии применяется для ликвидации разнообразных видов дефектов металла трубной стенки и сварных швов магистральных трубопроводов.

Экономическая эффективность/значимость работы: в результате проведенного экономического анализа было выявлено, что использование композитно-муфтовой технологии наиболее экономически обосновано в отличие от других типов ремонта.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Определения

В настоящей работе применимы следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

Текущий ремонт магистрального трубопровода – замена и (или) восстановление отдельных частей его оборудования; выполняется, как правило, совместно с техническим обслуживанием трубопровода.

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

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

Ремонтная конструкция – конструкция, установленная на трубопроводе для ремонта дефектов.

Обозначения и сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

ВТД – внутритрубная диагностика;
ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;
КМТ – композитно-муфтовая технология;
НПС – нефтеперекачивающая станция;
МН – магистральный нефтепровод;
РД – руководящий документ;
ППР – план производства работ;
ТЗ – техническое задание;
ПДК – предельно допустимая концентрация.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты и руководящие документы:

ГОСТ Р ИСО 26000-2012 Руководство по социальной ответственности.

ГОСТ 12.1.003 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.030 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.046-85 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.008-78 Биологическая безопасность.

Содержание

Введение.....	13
Обзор литературы	14
Общая часть	17
1 Анализ технологий устранения дефектов на магистральном нефтепроводе	17
1.1 Проведение комплексной диагностики нефтепровода	17
1.2 Состав и порядок проведения работ по диагностированию.....	18
1.3 Методы устранения дефектов на магистральном нефтепроводе технологиями установки ремонтных конструкций	23
1.3.1 Виды ремонтных конструкций	25
1.3.2 Требования к проведению ремонта и ремонтным конструкциям	31
1.3.3 Технология бандажирования	33
1.3.4 Сравнение технологий ремонта методом установки ремонтных муфт	35
2 Технологическая часть	38
2.1 Общее описание участка нефтепродуктопровода	38
2.2 Технические решения и характеристика ремонтируемого дефекта....	38
2.3 Отвод земель.....	40
2.4 Сведения о местах размещения баз материально-технического обеспечения.....	40
2.5 Определение последовательности ремонта на основе обоснования организационно-технологической схемы	42
2.5.1 Обозначение коммуникаций и передача участка трубопровода подрядчику	45
2.5.2 Оформление разрешительной документации на производство ремонтных работ	46
2.5.3 Устройство временных переездов.....	47
2.5.4 Методы производства работ	48
2.5.5 Определение и обозначение местоположения дефекта	49
2.5.6 Вскрытие трубопровода	50
2.5.7 Уточнение местоположения дефекта.....	51
2.5.8 Снятие изоляции	51
2.5.9 Проведение дополнительного дефектоскопического контроля.....	52
2.5.10 Монтаж ремонтной конструкции	52

					Совершенствование методов устранения дефектов на МН методом установки ремонтных конструкций						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Содержание				Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Коновалов Б. Б.									
Рvковод.		Радюк К.Н								1	97
Консульт.									НИ ТПУ ИПР гр. 2Б3А		
Н.Контр.											
И.о.зав. каф		Бурков П.В									

2.5.11 Восстановление изоляции	56
2.5.12 Засыпка котлована	56
3. Расчетная часть.....	58
3.1 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении	58
3.2 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций.....	60
3.3 Проверка общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении	61
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	65
4.1 Характеристика компании ПАО «Транснефть»	65
4.2 Сметная стоимость выполнения работ при установке муфты по композитно-муфтовой технологии.....	67
4.3 Проведение контроля качества.....	71
5 Социальная ответственность	72
5.1 Производственная безопасность	72
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	74
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	78
5.2 Экологическая безопасность.....	82
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	89
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	89
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	93
Заключение	95
Список использованных источников	96

Введение

Безаварийная эксплуатация магистральных нефтепроводов наиболее тесно связана с работоспособность труб и напрямую зависит от их несущей способности, которая, в свою очередь, в процессе длительной эксплуатации, неизбежно снижается в результате развития дефектного состояния. В настоящее время нефтяные компании, занимающиеся магистральным транспортом нефти, стремятся к снижению аварийности и повышению безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Основным способом ремонта магистральных нефтепроводов и восстановления его работоспособности является вырезка дефектного участка трубопровода и последующая замена его на новый участок. Данный способ ремонта требует остановки перекачки нефтепровода. С каждым годом число дефектов растет, следовательно, увеличивается и количество вырезок, что достигает таких объемов, которые становятся неприемлемыми по материально-техническим затратам. Исходя из вышесказанного, в российской и зарубежной практике ремонта магистральных трубопроводов большое распространение получили ремонтные конструкции, не требующие остановки перекачки нефтепродукта и вырезки дефектного участка. Дефекты на магистральных трубопроводах устраняются в результате установки ремонтной конструкции на эксплуатирующийся трубопровод. В связи с этим выбранная тема выпускной квалификационной работы является актуальной в настоящее время.

Основные задачи, которые были поставлены:

1. Анализ технологий устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций;
2. Рассмотрение технологии устранения дефекта методом установки ремонтной конструкции на виртуальном магистральном нефтепроводе с заданными параметрами;
3. Проведение расчета на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода.

					Совершенствование методов устранения дефектов на МН методом установки ремонтных конструкций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Коновалов Б. Б.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н					3	97
Консульт.						НИ ТПУ ИПР гр. 2Б3А		
Н.Контр.								
И.о.зав. каф		Бурков П.В						

Обзор литературы

В настоящее время проблемам ремонта и вопросам, связанным с ним, посвящено большое количество исследований и научных трудов. В частности данной проблемой занимались представители таких научных школ как РГУ Нефти и газа им. И. М. Губкина, УГНТУ, ИПТЭР и другие. В данных исследованиях отлично показан различный подход к вопросам ремонта трубопроводов.

Проблема ремонта магистральных и промышленных трубопроводов, транспортирующих газообразные и жидкие углеводороды, является актуальной. Ее актуальность с каждым годом растет, так как имеющиеся магистральные трубопроводы в России имеют длительный срок эксплуатации, а так же значительную изношенность. Технологические вопросы, подразумевающие проведение ремонтных работ на работающих трубопроводах до конца не изучены, что обуславливает слабую производительность проведения ремонтных работ, низкое качество ремонта и высокие потери от простоя трубопровода.

Главной причиной капитального ремонта, является наличие дефектов, угрожающих надежному функционированию трубопровода, в частности процессы, связанные с коррозионным разрушением труб вследствие износа покрытия. Коррозия трубопровода, является основной причиной производства работ, связанных с ремонтом трубопровода. По статистическим данным, одна треть труб, находящаяся в эксплуатации более 30 лет, подлежит замене.

Немаловажными факторами, которые помогают эксплуатирующим компаниям находить и распознавать дефекты, являются техническая диагностика и методы неразрушающего контроля. Методы неразрушающего контроля служат для отбраковки труб. При принятии решения о целесообразности ремонта трубы необходима информация о местоположении, типах, размерах и плотности распределения дефектов, которая формируется в процессе выполнения диагностических работ.

Диагностирование и отбраковка труб – составные части капитального ремонта магистрального трубопровода, поэтому основной задачей, решаемой в целях повышения эффективности проведения ремонтных работ, является организация мероприятий по повышению уровня проведения

					Совершенствование методов устранения дефектов на МН методом установки ремонтных конструкций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Коновалов Б. Б.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Рвковод.		Радюк К.Н					4	97
Консульт.						НИ ТПУ ИПР гр. 2Б3А		
Н.Контр.								
И.о.зав. каф		Бурков П.В						

диагностических работ на всех этапах их проведения.

Назначение метода ремонта дефектной трубы начинают с формирования исходных данных, применяемых при проверке условий ремонтпригодности ремонтируемых участков труб, и условий, при выполнении которых дефектный участок не ремонтируют. После того как исходные данные сформированы, проводят проверку условий взаимодействия дефектов. В результате данной проверки для каждой трубы формируют перечень одиночных и объединенных дефектов.

Среди основных дефектов, встречающихся на трубопроводах, можно выделить:

- дефекты структуры металла – расслоение; неметаллические включения; плохое качество трубы, выпускаемой заводом – изготовителем и др.;
- дефекты геометрии – вмятины, гофры, отклонения от кругового сечения, например перемещение трубопровода или искривление его оси образование овальности происходит при односторонней засыпке трубопровода и траншеи грунтом, просадки труб в местах неустойчивого основания или размыва грунтовыми и атмосферными водами и др.;
- дефекты сварных соединений – трещины, непровары, поры, шлаковые включения, прожоги, неравномерное усиление сварного шва по ширине и высоте, недопустимые смещения кромок свариваемых труб и др.;
- поверхностные дефекты – коррозионный износ, включая коррозионные каверны, трещины, стресс - коррозионные трещины, эрозионный износ, царапины из-за небрежного обращения с трубами при строительстве и перевозках и др. При разрушении изоляционного покрытия возникают условия появления стресс – коррозионного процесса, рост такого дефекта до критического значения в среднем составляет 8-10 лет.

В процессе написания данной выпускной квалификационной работы мной было изучены и использованы законодательные документы, научная и учебно-методическая литература, а также зарубежная статья.

Опираясь на руководящие документы РД-23.040.00-КТН-140-11 «Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов», РД-75.180.00-КТН-164-06 «Технология проведения работ по композитно-муфтовому

					Обзор литературы	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ремонту магистральных трубопроводов», РД-19.100.00-КТН-001-10 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов», РД-23.040.00-КТН-386-09 «Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа», учебно-методическую литературу (Лисина Ю. В., Сощенко А.Е. «Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России»), был проведен анализ основных нормативных требований к технологиям устранения дефектов на магистральных нефтепродуктопроводах способом монтажа ремонтных конструкций.

Также были рассмотрены статьи Fletcher S., научные труды Черняева К. В., Васина Е. С. и руководящий документ РД-23.040.00-КТН-140-11 «Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов». Был проведен анализ технологий устранения дефектов на магистральных нефтепродуктопроводах способом монтажа ремонтных конструкций. Также была изучена технология расчета на прочность и устойчивость трубопровода [6, 7].

При написании данной работы также изучены законодательные документы, такие как: ГОСТ Р ИСО 26000-2012 «Руководство по социальной ответственности» и Федеральный Закон №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Расчет нефтепродуктопровода на прочность и устойчивость проводился на основании СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».

Общая часть

1 Анализ технологий устранения дефектов на магистральном нефтепроводе

1.1 Проведение комплексной диагностики нефтепровода

Современные магистральные нефтепроводы перекачивают большие объемы нефти. Для транспортирования таких объемов необходимо обеспечить надежность магистральных нефтепроводов, а также предупреждать различные виды аварий и отказов. С каждым годом происходит неизбежное старение магистральных нефтепроводов и как следствие, проводится ужесточение требований к их безопасности относительно экологии. Исходя из выше сказанного, компании, транспортирующие жидкие углеводороды проводят постоянное усовершенствование предупреждающей системы и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Внутритрубная диагностика является составной частью системы диагностики на линейном участке магистрального нефтепровода. Основой задачей при проведении диагностики участка нефтепровода, является обеспечение безопасности всех видов работ. Техническая диагностика включает в себя задачи определения наличия и параметров дефекта стенки трубы и сварных швов, а также классификации дефектов по степени принятия решения и уровня опасности:

- эксплуатация магистральных нефтепроводов на проектных режимах;
- вынужденный переход на эксплуатацию в пониженном режиме;
- необходимость ремонта поврежденной части нефтепровода (должны быть точные координаты места повреждения нефтепровода).

Проведение технической диагностики (ТД) подразумевает под собой определение состояния объектов магистрального нефтепровода с определенной точностью. В качестве финального результата проведения ТД должно быть заключение, в котором указано техническое состояние объекта с указанием точных координат местоположения, а в некоторых случаях, виды и причины дефектов.

					Совершенствование методов устранения дефектов на МН методом установки ремонтных конструкций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Коновалов Б. Б.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Рук.вод.		Радюк К.Н					7	97
Консульт.						НИ ТПУ ИПР гр. 2Б3А		
Н.Контр.								
И.о.зав. каф		Бурков П.В						

Современная техническая диагностика (ТД) выступает в качестве средства получения достоверной информации об фактическом состоянии нефтепровода на всех этапах строительства и эксплуатации. Так же необходимо добавить, что техническая диагностика является органом контролирующим управление качества и надежности.

Техническая диагностика позволяет оценить реальную экологическую ситуацию на всех тех этапах, на которых происходит эксплуатация и строительство трубопроводов, а также в тех зонах, в которых происходит техногенное воздействие объекта.

1.2 Состав и порядок проведения работ по диагностированию

После завершения подготовки участка магистрального нефтепровода к диагностике предприятием, проводят внутритрубную инспекцию. Обеспечение диагностической готовности осуществляется в результате проверки работоспособности запорной арматуры и камер пуска-приема. Создаются необходимые нефтяные запасы для обеспечения необходимых объемов перекачиваемой среды согласно режимам прохождения снарядов полости нефтепровода. Исключается любая возможность попадания осадка в нефть, которая непосредственно транспортируется по нефтепроводу, в случае если используются запасы из резервуаров.

Контроль состояния определенного участка магистрального нефтепровода достигается за счет четырехуровневой интегрированной системы диагностирования, предусматривающей различные особенности нефтепровода. Данные особенности могут выходить за рамки допускаемых значений, а также они оговариваются в согласованных методиках, и распознают такие дефекты как:

- особенности магистрального нефтепровода, ведущие к уменьшению его проходного сечения, дефекты геометрии (вмятины, гофры, гофр, элементы запорной арматуры, которые выступают внутрь трубы, овальность поперечного сечения);
- потеря металла, уменьшающая стенку трубы (коррозионные язвы, царапины, вырыв металла и т.п.), различные расслоения и включения в стенку трубы;
- поперечные трещины, трещиноподобные дефекты в сварных кольцевых швах;

- продольные трещины в теле трубы, трещиноподобные дефекты в продольных швах и т.д.

При проведении работ по внутритрубной инспекции используются различные комплексы технических средств, соответствующие различным типам определяемых дефектов.

Так как контроль участка магистрального нефтепровода подвержен четырехуровневой интегрированной системе диагностики, то попробуем рассмотреть каждую из ступеней данной системы.

На первом диагностическом уровне (к ним относятся участки, исследуемые впервые), получают информацию о дефектах геометрии трубы нефтепровода и тех особенностях, которые являются причиной уменьшения проходного сечения трубопровода. Для того чтобы получить данную информацию, необходимо использовать комплекс технических средств, в который входит снаряд-профилемер и. Работы по диагностике исследуемого нефтепровода начинаются с пропуска скребка-калибра, снабженного калибровочными дисками, которые имеют в своем комплекте мерные тонкие пластины. Данные калибровочные диски следует иметь такой диаметр, составляющий 70% и 85% от наружного диаметра магистрального нефтепровода. После прохождения пластинами исследуемого участка, смотрят на их состояние (наличие или отсутствию изгиба) и делают вывод о минимальном проходном сечении данного участка нефтепровода, которое, в свою очередь, является предварительным. Безопасным является минимальное проходное сечение, которое составляет 70% от наружного диаметра трубы. После того, как скребок-калибра успешно пройдет исследуемый участок нефтепровода, то есть будет подтверждено необходимое проходное сечение нефтепровода, будет запущен профилемер. Запуск калибра-скребка необходим, чтобы обеспечить безопасное прохождение профилемера. После прохождения профилемером трубопровода мы получим информацию, связанную с внутренней геометрией исследуемого трубопровода. Будут выявлены такие дефекты как: сварные швы, прокладные кольца, элементы арматуры трубопровода, которые выступают внутрь. При первом пропуске профилемера маркерные передатчики монтируются с интервалом от 5 до 7 километров. При втором и последующих пропусках профилемера маркерные передатчики устанавливают только в тех точках, в которых после первого пропуска были найдены сужения, уменьшающие проходное сечение трубопровода от максимального согласованного наружного диаметра трубопровода, представленного в таблицах технического отчета по данным прогона

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

профилемера. По результатам диагностики и выявление сужения проходного сечения, предприятие, эксплуатирующее исследуемые участки нефтепровода, устраняет данные сужения на величину менее 85% от наружного диаметра трубопровода.

В процессе диагностирования на втором уровне выявляют такие дефекты как потеря металла, вызывающие уменьшение толщины стенки трубы, а также различных включений и расслоений в исследуемой стенке трубы нефтепровода.

При определении данных дефектов используются комплексы технических средств, которые в своем составе имеют: скребок-калибр, снаряд-профилемер, ультразвуковой дефектоскоп, на котором установлены радиально звуковые датчики и специальные (щеточные) и стандартные очистные скребки.

В процессе диагностики на третьем уровне выявляются дефекты связанные с трещинами в кольцевых сварных швах и поперечные трещины. В состав диагностического оборудования входит: магнитный скребок, снаряд-шаблон, магнитный снаряд-дефектоскоп, стандартный и специальный (щеточный и магнитный) очистной скребок.

Во время диагностики на четвертом уровне выявляются дефекты, связанные с трещинами в продольных сварных швах, продольных трещин в стенке трубопровода. Данные о дефектах получены с помощью диагностического оборудования, в состав которого входят: скребок-калибр, ультразвуковой снаряд-дефектоскоп с наклонным расположением ультразвуковых датчиков, снаряд-профилемер и специальные (щеточные) и стандартные очистные скребки.

Установка маркеров, в процессе первого запуска снаряда-дефектоскопа, производится с интервалом 1,5-2 км. Во время второго и последующих запусков снарядов-дефектоскопов, маркеры устанавливаются в тех точках, в которых в результате первого пропуска была потеряна информация или были пропущены при установке маркерные пункты в процессе первого пропуска.

Проведение контроля качества подготовки участка магистрального трубопровода к диагностике осуществляется с использованием пропуска снаряда-калибра, на котором установлены мерные калибровочные диски.

Обязательно заказчик составляет акт о пропуске очистных устройств и снарядов-калибров. В акте указывается техническое состояние до и после пуска, а также особое внимание уделяется на деформацию калибровочных дисков и целостность манжет. В случае если были обнаружены механические

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

повреждения снарядов-калибров, заказчик выявляет причины повреждения и в кратчайшие сроки устраняет их. Если на участке, на котором производилась диагностика, отсутствует возможность точного определения места на котором произошло повреждение снаряда-калибра, то данный участок диагностике не подлежит, до того момента пока не будут устранены дефекты препятствующие ВИС.

Отдел эксплуатации ПАО «Транснефть» осуществляет непрерывный контроль и организацию в процессе выполнения подготовительных работ участка нефтепровода к диагностике.

Скребки очистные типа СКР1-1 и СКР1

Основное предназначение данных скребков заключается очистке внутренней полости трубопровода от грязи и глиняных тампонов, а также смолистопарафиновых отложений и удаления прочих посторонних предметов.

Рабочей средой для данных видов скребков является нефть и нефтепродукты.

Чтобы получить достоверные данные после пропуска дефектоскопа необходимо качественно очистить внутреннюю полость трубы нефтепровода.

Перемещать или поднимать скребок необходимо за корпус скребка или за кольцо, расположенное на бампере.

Профилемеры «Калиптер»

При оценке возможностей обследования магистрального нефтепровода внутритручными снарядами-дефектоскопами, необходимо провести оценку и замеры радиуса отвода трубы и внутреннее проходное сечение. Основное предназначение профилемеров именно такое.

Особенности дефектов, которые могут быть обнаружены:

- гофры, вмятины, отклонения геометрического типа, радиусные (криволинейные) изгибы и т.д.;
- возможность определения наличия дефектов в поперечных сварных швах.

Присутствие дефектов и различных особенностей на магистральном нефтепроводе, участки их расположения и геометрические параметры выявляются по конечным данным профилометрии после прохода профилемера по трубопроводу.

Поиск снаряда-дефектоскопа в трубопроводе осуществляется локатором.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

При необходимости перемещения или подъема профилемера данная операция производится за корпус с помощью траверсов и мягких поясов.

В процессе прохода по исследуемому участку, профилемер замеряет углы поворота колен (криволинейных участков) и радиус кривизны колен.

Ультразвуковой дефектоскоп-снаряд «Ультраскан» WM

Данный дефектоскоп предназначен для выявления дефектов стенки трубы. В приборе используется ультразвуковой метод толщинометрии, которые определяют толщину стенки трубы с помощью ультразвуковых датчиков, установленных радиально. Наличие дефекта и его расположение в стенке трубы определяется по результатам времени прихода ультразвукового сигнала, отражающегося от неоднородности внутри стенки трубы или наружной поверхности. Это позволяет выявлять внутренние потери металла, не учитывая наружные потери, а также различные несплошности в металле трубы: расслоения, шлаковые включения.

Для того, чтобы создать ультразвуковую волну между стенкой трубы и датчиками необходимо обеспечить акустический контакт между ними. Но между трубой и датчиком не существует прямого контакта. Ввод ультразвуковых колебаний производится через слой жидкости. Акустический контакт магистрального нефтепровода обеспечивается за счет нефти при внутритрубном контроле.

При диагностике магистральных нефтепроводов диаметром до 820 мм применяют 2-5 секционные дефектоскопы, а для трубопроводов 1020 мм и более данные дефектоскопы применяются в односекционном исполнении.

Рассмотренные дефектоскопы могут определять дефекты, такие как:

- внутреннюю и внешнюю коррозию;
- надрезы, царапины, вызывающие потерю металла;
- эрозию;
- шлаковые включения;
- расслоения.

Сбор информации о параметрах дефектов производится в результате расчета времени прихода сигнала ультразвукового датчика, отражающегося от внутренней и внешней стенок трубы.

Данный дефектоскоп оснащается аппаратурой записи и обработки информации, опросными датчиками, датчиками дистанции, углового положения и маркера и датчиками контроля питания.

					Общая часть	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ультразвуковая аппаратура обеспечивает последовательное возбуждение ультразвуковых датчиков через каждые 3,3 мм и регистрирует сигналы при движении дефектоскопа со скоростью 2 м/с.

Аппаратура контроля батарейного питания отвечает за автономное включение и выключение питания, запрограммированные параметрически, а также за выдачу сигналов, запуск ультразвуковых датчиков и контроль уровня батареи.

Магнитный дефектоскоп «Калипер»

Данные дефектоскопы проводят высокой точности дефектоскопию магистральных нефтепроводов с помощью метода регистрации рассеяния магнитного потока. Дефектоскоп «Калипер» способен, кроме обнаружения дефектов, определять размеры поперечных трещин и дефекты потери металла по всей окружности трубопровода.

Особенности и обнаруживаемые дефекты:

- дефекты потери металла, связанные с зазубринами;
- дефекты, связанные с потерей металла в зоне кольцевых швов, а также дефекты потери металла в результате коррозии (внутренней и внешней) и дефекты, находящиеся под кожухами, вмятины;
- потеря металла в результате заводского брака;
- дефекты, связанные с потерей металла под ремонтными муфтами;
- возможность определения дефектов в сварных швах (продольных, кольцевых, спиральных);
- определение трещин по окружности сварных швов, различные аномалии сварных соединений;
- трещины в поперечном виде, связанные с вмятинами;
- металлургические дефекты заводского исполнения;
- уменьшение (увеличение) толщины стенки;
- расслоение поверхности трубы нефтегазопровода.

1.3 Методы устранения дефектов на магистральном нефтепроводе технологиями установки ремонтных конструкций

Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе – это неотъемлемая часть процесса эксплуатации трубопроводов. Ремонт нефтепровода – это процесс восстановления его несущей способности до уровня, который имеет бездефектный нефтепровод, на все дальнейшее время его эксплуатации.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Ремонтная конструкция – представляет собой конструкцию, устанавливаемую на трубопровод с целью ремонта дефекта.

ПАО «Транснефть» в РД [3] существующие технологии ремонта дефектов на трубопроводах методом установки ремонтных конструкций подразделяет на

- временные – восстанавливают несущую способность дефектного трубопровода (секции) на непродолжительный промежуток времени;
- постоянные – восстанавливают несущую способность дефектного трубопровода (секции) на все дальнейшее время эксплуатации трубопровода.

Вышеприведенная классификация была получена в результате испытания трубопроводов с дефектами, отремонтированными разнообразными видами ремонтных конструкций. Был проведен анализ и исследование уровня состояния реально эксплуатируемых трубопроводов специалистами компании. Данные исследования позволили выявить зависимости, на основании которых мы можем определить максимально напряженное состояние, а также произвести расчет прочности трубопровода при определенных условиях состояния. Были также проведены испытания на долговечность натурных образцов труб и определены несущая способность каждой исследуемой ремонтной конструкции при статических нагрузках повышенным внутренним давлением [1].

К временным методам ремонта относится монтаж ремонтных конструкций, которые представляют собой необходимые приварные муфты.

К постоянным методам ремонта относится монтаж ремонтных конструкций, как например:

- обжимные приварные муфты;
- композитные муфты;
- галтельные муфты;
- патрубок с эллиптическим днищем и усиливающей накладкой;
- муфтовые тройники;
- герметизирующие чопы.

1.3.1 Виды ремонтных конструкций

ПАО «Транснефть» за большой период своей работы разработала и применила на практике огромное количество видов ремонтных конструкций. Определенный вид ремонтной конструкции подходит под конкретный вид дефекта.

Муфты неobjимные приварные

Данный тип ремонтной конструкции используется при временном ремонте трубопровода, в случае возникновения необходимости ремонта при аварии. Монтирование данного типа муфт возможно лишь при их последующей замене на ремонтные конструкции, относящиеся к постоянным способам ремонта. ПАО «Транснефть» использует и представляет нижеследующие типы неobjимных приварных муфт:

- неobjимная приварная муфта типа В1, которая имеет технологические кольца, которые, в свою очередь, имеют полость длиной не менее 100 мм, заполненную антикоррозийной жидкостью (рисунок 1.1).

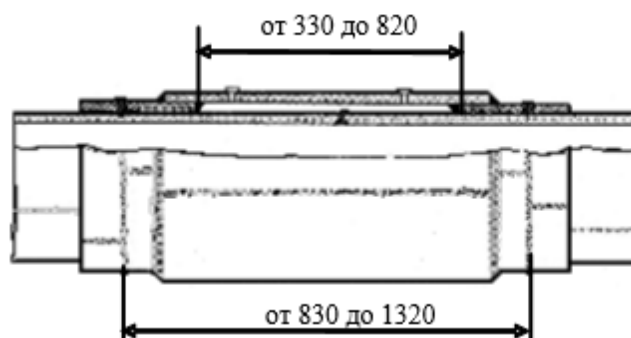


Рисунок 1.1 – Муфта неobjимная типа В1

- неobjимная приварная муфта типа В2, имеющая большие размеры и конические переходы от цилиндрической муфтовой части к поверхности трубопровода (рисунок 1.2).

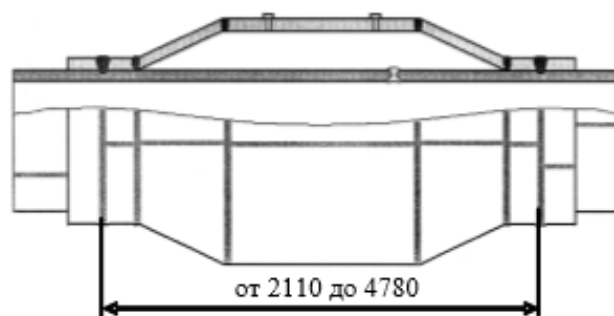


Рисунок 1.2 – Неobjимная муфта типа В2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Муфты композитные

Данный вид муфт состоит из идентичных модулей, устанавливаемых на трубопровод с определенным зазором, и потом сваривающихся между собой, получившийся зазор заполняют композитным составом.

Вышеизложенная технология является универсальным методом ремонта магистральных трубопроводов диаметром от 325 до 1220 мм. Данная технология устраняет такие дефекты как внешняя потеря металла, которая имеет любую протяженность до длины одной секции трубопровода, а также тех, которые имеют 75% от толщины стенки трубы и ширину до 60% от длины трубной окружности. ПАО «Транснефть» использует и представляет нижеследующие типы композитных муфт:

- композитная муфта типа П1 и П1ВД (рисунок 1.3);

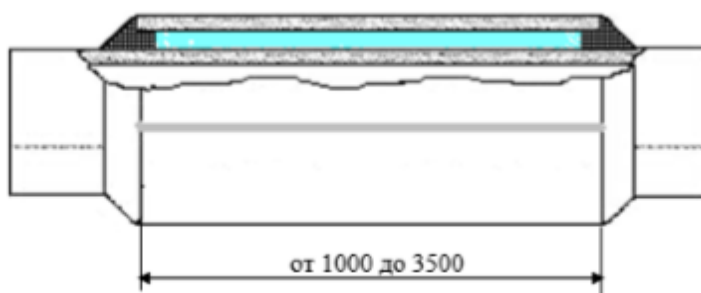


Рисунок 1.3 – Композитная муфта типа П1 и П1ВД

- композитная муфта типа П1П7, которая предназначена для ремонта отверстий и патрубков (рисунок 1.4);

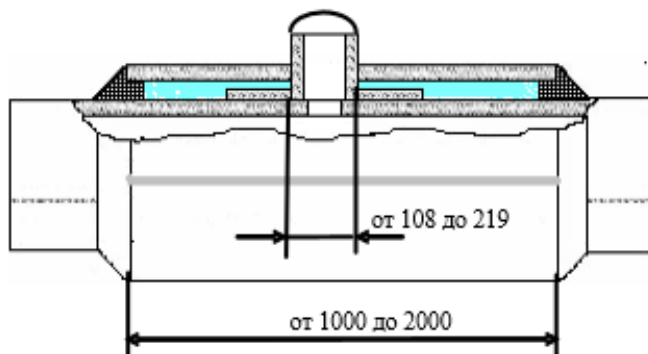


Рисунок 1.4 – Композитная муфта П1П7

- композитная муфта типа П1В, которая предназначена для ремонта вантузов (рисунок 1.5).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

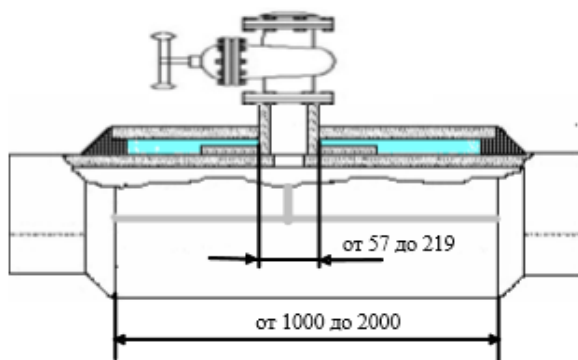


Рисунок 1.5 – Композитная муфта П1В

Муфты необжимные приварные

Установка данных муфт осуществляется за счет приварки муфты кольцевыми швами к стенке трубы нефтепровода, не оставляя зазора между муфтой и нефтепроводом. С помощью установки данной муфты решается задача герметизации нефтепровода.

При использовании данной технологии ремонта можно произвести ремонт участка, достигающий 10 м и выше непрерывной протяженности.

Экспериментально выявлено, что данная технология установки муфт компенсирует от 35 до 70 % напряжений в магистральном нефтепроводе в месте монтажа муфты, тем самым уменьшая вероятность разрушения участка трубопровода с дефектом [1].

ПАО «Транснефть» использует и представляет только один тип данной ремонтной конструкции – П2В2 (рисунок 1.6).

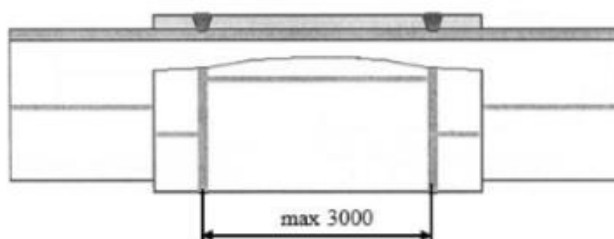


Рисунок 1.6 – Стальная обжимная муфта типа П2В2

Галтельные муфты

Данный тип ремонтной конструкции приваривается к стенке трубопровода для ремонта дефектов, возникающих на поперечных сварных швах. В результате установки данной муфты на нефтепровод, получается полость шириной до 100 мм, заполненная антикоррозийной жидкостью.

ПАО «Транснефть» использует и представляет нижеследующие виды ремонтных конструкций:

- муфта галтельная типа ПЗ и ПЗВД, которая предназначена для ремонта поперечных сварных швов (рисунок 1.7);

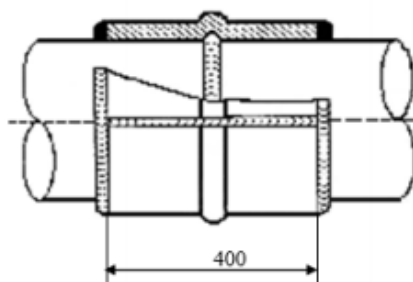


Рисунок 1.7 – Муфта галтельная типа ПЗ и ПЗВД

- муфта галтельная типа П4 и П4ВД , которая предназначена для ремонта дефектов, возникающих на поперечных сварных швах и чопках. Данный тип муфты имеет короткую полость, заполняющуюся антикоррозийной жидкостью (рисунок 1.8);

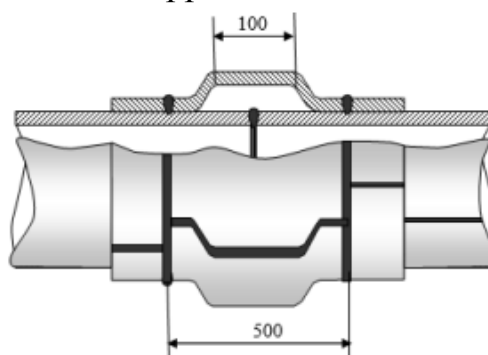


Рисунок 1.8 – Муфта галтельная типа П4 и П4ВД

- муфта галтельная сварная П5, которая предназначена для ремонта дефектов, которые возникли на поперечных сварных швах. Данный тип муфты имеет технологические кольца (рисунок 1.9);

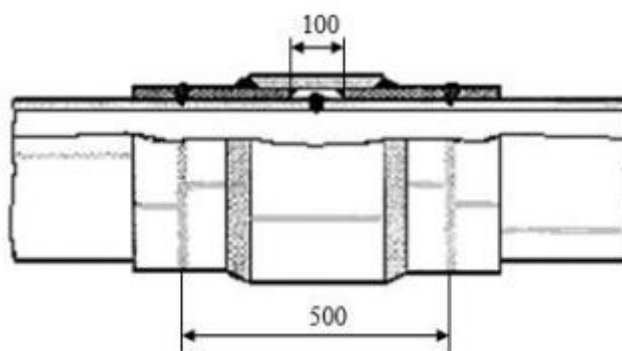


Рисунок 1.9 – Муфта галтельная сварная типа П5

- муфта галтельная удлиненная сварная типа П5У предназначена для ремонта дефектов, которые возникли на стенке трубы и поперечных сварных швах, и тех, которые располагаются от поперечного

сварного шва в обе стороны шириной до $0,75 \cdot D_n - 100$ (рисунок 1.10);

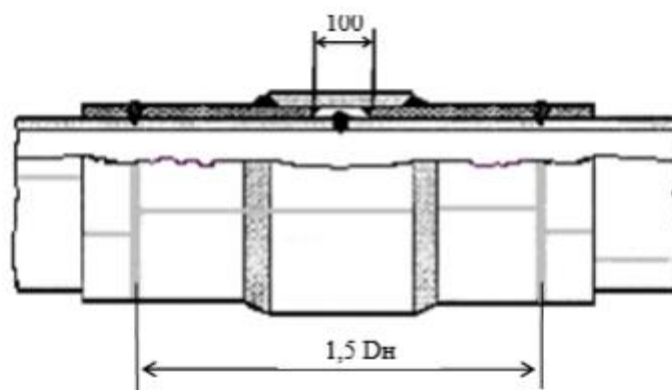


Рисунок 1.10 – Муфта галтельная удлиненная сварная типа П5У

- муфта удлиненная галтельная типа П6, П6ВД, которая предназначена для ремонта гофр. Данная муфта заполняется антикоррозийной жидкостью (рисунок 1.11);

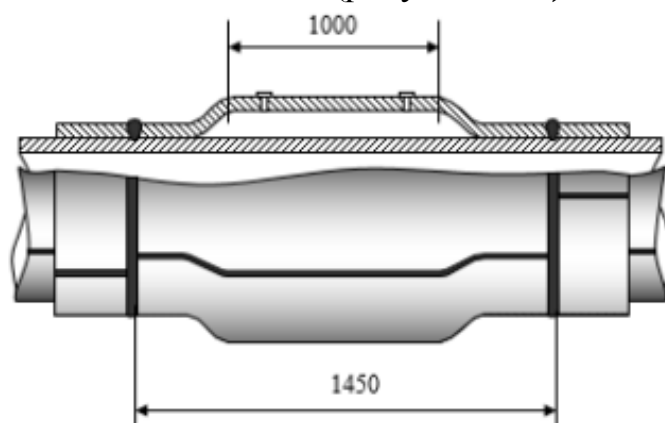


Рисунок 1.11 – Муфта удлиненная галтельная типа П6, П6ВД

Патрубки

Патрубок – это ремонтная конструкция в виде приварного патрубка, которая состоит из патрубка, заглушки и усиливающего воротника. Патрубки изготавливаются в строгом соответствии с техническими условиями и утвержденным технологическим процессом. Патрубки имеют сертификаты на используемые материалы, паспорт, маркировку.

Основное предназначение патрубков – это ремонт отверстий и патрубков.

ПАО «Транснефть» использует и представляет только один вид данной ремонтной конструкции типа П7 (рисунок 1.13):

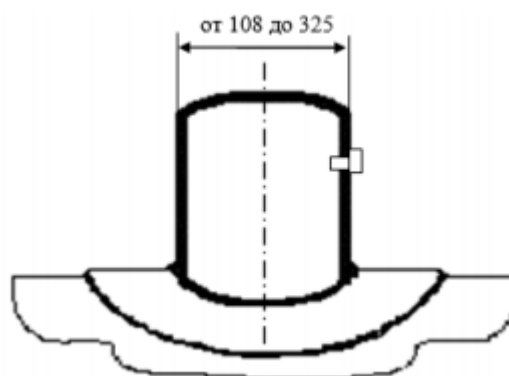


Рисунок 1.13 – Патрубок с усиливающей накладкой типа П7

Тройники муфтовые

В зависимости от особенностей ремонтируемого трубопровода, существует несколько типов муфтовых тройников для ремонта трубопровода, которые предназначены для ремонта дефектного участка.

- тройник муфтовый типа П8 и П8ВД, который предназначен для ремонта вантузов, сигнализаторов пропуска средств диагностики и очистки, отверстий и патрубков (рисунок 1.14);

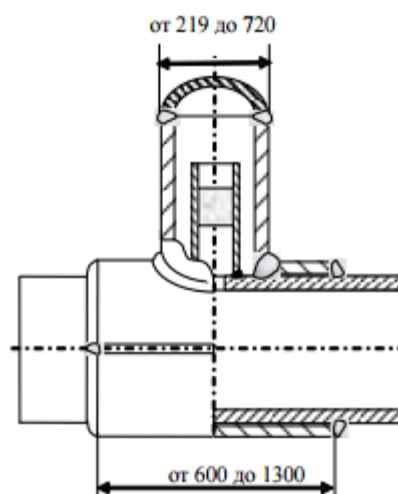


Рисунок 1.14 – Тройник разрезной типа П8 и П8ВД

- тройник разрезной типа П9 и П9ВД заводского изготовления (патрубок был приварен к полумуфте тройника в заводских условиях), предназначенный для ремонта патрубков и отверстий (рисунок 1.15).

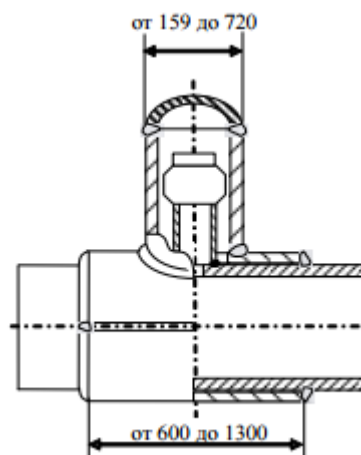


Рисунок 1.15 – Тройник разрезной типа П9 и П9ВД

Чопы герметизирующие

Чоп герметизирующий – это стальная деталь, которая представляет собой конический цилиндр, позволяющий проводить герметизацию сквозного отверстия в ремонтируемом трубопроводе.

1.3.2 Требования к проведению ремонта и ремонтным конструкциям

При проведении капитального ремонта на магистральном нефтепроводе, то есть устранение дефектов, следует выполнять при давлении до 2,5 МПа.

Каждый ремонт, который производился на нефтепроводе, должен быть занесен в паспорт данного трубопровода. При ремонте разрешается применять ремонтные конструкции, имеющие паспорт. Также они должны быть выполнены по техническим условиям и конструкторской документации, разработанной в заводских условиях. Изготовленные на трассовых (полевых) условиях ремонтные конструкции и муфты использовать запрещено.

Приварным муфтам следует иметь паспорт, сертификаты на используемые материалы и маркировку и быть изготовлены только в заводских условиях с применением технологических карт и конструкторской документации.

Все используемые и применяемые ПАО «Транснефть» виды муфт изготовлены из прямошовных и бесшовных новых (не бывших в

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

эксплуатации) труб, предназначенные для строительства магистральных трубопроводов из листового материала.

Изготавливают муфты из низколегированных марок сталей, таких как 17Г1С-У, 13Г1С-У, 10ХСНД, 09Г2С или их аналогов. В случае, если прочность металла трубы и муфты одинаковая, то толщину стенки муфты берут не менее толщины стенки нефтепровода. Если металл, из которого изготовлена муфта, имеет меньшую нормативную прочность, то номинальная толщина автоматически увеличивается согласно СНиП 2.05.06-85* «Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы» [4] (п. 7.3). Превышение толщины стенки муфты над толщиной стенки ремонтируемого нефтепровода не должна превышать более чем на 20 %. Превышение возможно лишь в том случае, если происходит округление толщины стенки муфты до значения толщины листа, являющийся стандартным.

При установке муфты на ремонтируемый трубопровод, все элементы муфты должны иметь одинаковую толщину. При монтаже муфты на сварной кольцевой шов с дефектом, соединяющий две трубы, которые имеют разную толщину стенок (так называемые дефект «разнотолщинность стыкуемых труб»), следует учитывать наименьшую толщину стенок трубопровода.

Такие дефекты как: трещина, риска, вмятина, закат и задир, не допускаются на поверхности муфты.

Перед установкой муфты, с ремонтируемого нефтепровода, тщательно удаляется изоляционное покрытие для последующей обработки поверхности. После этого определяется точно тип и фактические параметры дефекта, появившегося на трубопроводе, с последующим составлением акта дефектоскопического контроля для верного выбора типа ремонтной конструкции.

Длина устанавливаемой муфты на ремонтируемый нефтепровод выбирается в зависимости от длины дефектного участка и требований на ее установку.

Перед установкой и приваркой муфты непосредственно на трубопровод, производится проверка на наличие дефектов в стенке трубы в местах, куда будет производиться приварка элементов муфты и самой муфты к трубе. В случае, если происходит обнаружение дефектов в стенке трубопровода, приварка муфты на данном участке запрещается.

Не допускается подъем или опускание нефтепровода при работах связанных с монтированием муфты на трубопровод. После установки муфты, все имеющиеся сварные швы проходят стопроцентный радиографический

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

контроль. Также проводится контроль сварных швов и околошовных зон в соответствии с РД -19.100.00-КТН-001-10 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов» [5].

1.3.3 Технология бандажирования

Технологию бандажирования рассмотрена в отдельности от других методов ремонта, так как данная технология является нетрадиционным методом ремонта.

Исследуемая технология является популярной и получила широкое распространение за рубежом. Данная технология была придумана и опробована в США.

Основная идея данной технологии заключается в том, что дефектный участок на трубопроводе перекрывается композитной высокопрочной лентой в несколько витков, и после этого на имеющуюся поверхность ленты наносится клеевый состав.

Манжета изготовлена из специальной ленты толщиной 1,5 мм, армированной высокопрочным стекловолокном. Манжета имеет спирально-кольцевую форму, похожую на часовую пружину, которая обеспечивает плотный охват трубы большого диаметра. Такие дефекты как вмятины, зоны продольных сварных швов и дефекты потери металла заполняются мастикой, которая имеет высокую скорость высыхания и большую сопротивляемость к сжатию, для передачи сжимающих нагрузок. В процессе установки манжеты на каждый ее виток наносится клей (адгезив). В зависимости от долговечности, в манжете делают количество витков (слоев) композитной ленты от 6 до 8 слоев (витков). Из-за этого общая толщина манжеты достигать от 10 до 14 мм соответственно.

С обеих сторон муфта должна перекрывать дефект не меньше чем на 50 мм. Шириной данная муфта должно быть не более 280 мм. Из-за этого при ремонте протяженных дефектов применяются составные конструкции из нескольких манжет, которые располагаются вплотную. При ремонте более длинных дефектов необходимое число муфт устанавливается встык [6].

В процессе ремонта дефектного трубопровода остановка перекачки не требуется, но необходимо снизить давление в нефтепроводе до 50% от рабочего.

Данная технология позволяет выполнять ремонт нефтегазопроводов диаметром до 1440 мм, которые имеют следующие дефекты:

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

- потеря металла механического или коррозионного происхождения глубиной до 80 % толщины стенки трубы, которые расположены только на внешней поверхности трубопровода и не примыкающие к сварным швам;
- потеря металла на внешней поверхности трубопровода, которые примыкают к поперечным сварным швам, имеют глубину до 50 % толщины стенки трубопровода и длину вдоль сварного шва до 1/3 длины окружности, при этом допустима сошлифовка валика сварного шва;
- расслоение внутри основного металла трубы;
- вмятины, имеющие глубину до 10 % от диаметра трубы (в том числе, с дефектом потери металла на них);

Рассмотренные выше дефекты изученная технология позволяет ремонтировать как на прямых участках нефтепровода, так и на тех, которые располагаются на участках поворота.

Технология бандажирования имеет определенные недостатки:

- не способность ремонта трещин, трещин в кольцевых и продольных сварных швах, дефектов потери металла, имеющей острый профиль (царапины, задиры);
- не способность ремонта дефектов потери металла на внутренней поверхности нефтепровода;
- если имеется протяженный дефектный участок, то его ремонт возможен только при монтаже нескольких рядом расположенных муфт, при этом необходимо заделывать между ними стыки адгезивом. Данная операция повышает трудоемкость и стоимость ремонта, а также приводит к работам по обеспечению герметичности кольцевых стыков;
- немаловажным неблагоприятным фактором является зависимость времени застывания мастики и адгезива от температуры окружающей среды, при этом даже высококвалифицированный персонал может совершить ошибку при вычислении необходимого количества отвердителя.

1.3.4 Сравнение технологий ремонта методом установки ремонтных муфт

Каждая из изученных нами выше технологий ремонта магистральных нефтепроводов методом установки ремонтной конструкции имеет ряд своих недостатков и преимуществ. Для того, чтобы выявить какая из технологий наиболее оптимально подходит для нас, нам необходимо провести сравнительный технико-экономический анализ.

В своем научном труде Черняев К. В. провел сравнение технико-экономических показателей [7]. За основу сравнения Черняев К. В. принял двенадцать четко сформулированных позиций ремонтной эффективности (таблица 1). Из таблицы видно, что наиболее полно требованиям технической эффективности отвечает КМТ технология (композитно-муфтовая).

Таблица 1 – Техничко-экономическая оценка эффективности технологий ремонта методом установки ремонтных конструкций.

Принципы эффективности ремонта	Стальные обжимные муфты	Метод бандажирования	Композитно-муфтовая технология (КМТ)
Возможность ремонта без остановки перекачки	+	+	+
Возможность полного восстановления прочности нефтепровода	+	+	+
Безопасность при проведении ремонта	+	+	+
Процесс ремонта без сварки на поверхности трубопровода	-	+	+
Минимальные затраты труда и времени	-	+	+
Возможность перехода на 100% применение при ремонте отечественных материалов	+	-	+
Минимальные отличия конструктивных особенностей для ремонта различных типов дефектов	+	+	+
Возможность проведения ремонта трещин	-	-	+
Возможность проведения ремонта дефектов большой	+	-	+

протяженности			
Возможность проведения ремонта дефектов в аварийных случаях ремонта в виде течи	+	-	-
Срок службы не менее срока службы ремонтируемого нефтепровода	+	+	+
Практический опыт в эксплуатационных условиях, не менее 10 лет	+	-	+
Срок службы не менее срока службы ремонтируемого нефтепровода	+	+	+
Итог, требований выполняется	9	7	11

В приведенной выше работе показано сравнение и оценка стоимости ремонта методом вырезки катушки с методом монтажа композитно-муфтовой технологии. Из данного сравнения можем сделать вывод, что вырезка катушки в полтора раза дороже относительно композитно-муфтовой технологии. При этом мы не учитываем потери связанные с остановкой перекачки на время ремонтных работ и снижение давления перекачки в момент установки муфты соответственно. При учете данных факторов врезка катушки дороже в 4,5 раза.

Если более детально рассматривать технологию Clock Spring, то, ее использование наиболее целесообразно для ремонта отдельных типов дефектов, которые имеют большую протяженность и расположены на наружной стенке трубы, не смотря на малую материалоемкость муфты. При ремонте дефектов большой протяженности нам необходимо, как минимум, в 2, а то и в 3 раза больше составных муфт, относительно применения композитно-муфтовой технологии.

Подводя итог вышесказанному, можно с уверенностью сказать, что среди известных и используемых в мировой и Российской практике технологий ремонта магистральных нефтепроводов методом установки ремонтной конструкции наиболее подходящая по всем технико-экономическим показателям является технология КМТ.

Использование композитно-муфтовой технологии позволяет иметь и реализовывать следующие преимущества:

- уменьшение до минимума работ с использованием метода врезки катушки (исключение остановки перекачки);
- увеличение безопасности ремонтных работ, так как отсутствуют сварочные работы на поверхности работающего нефтепровода;
- снижение стоимости и трудоемкости проведения работ по ремонту магистрального трубопровода.

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

2 Технологическая часть

2.1 Общее описание участка нефтепродуктопровода

Рассмотрим виртуальный нефтепровод «N». Часть нефтепровода, на которой обнаружен дефект, находится под землей.

Условный диаметр рассматриваемого нефтепровода D_n – 1220 мм.

Толщина стенки трубопровода и глубина залегания нефтепровода от поверхности земли указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика ремонтируемого нефтепровода

Наружный диаметр нефтепровода, мм	Толщина стенки нефтепровода, мм	Глубина залегания нефтепровода, м
1220	12	1,6

Технические параметры нефтепровода:

- проектное давление на выходе с НПС «N» - 4,67 МПа;
- марка стали – 10Г2С1;
- год ввода в эксплуатацию нефтепродуктопровода – 1980 г.;
- марка и тип изоляции - усиленная (8 мм., битум, бризол, дробленая резина);
- кабель связи (при наличии) на расстоянии 20,7 м от нефтепровода.

Условная станция, обслуживающая рассматриваемый участок нефтепровода – НПС «N» расположена за 50 км до места проведения ремонтных работ.

При ремонте магистрального нефтепровода методом установки ремонтной конструкции давление в трубопроводе должно быть снижено до 2,5 МПа и быть не ниже 0,1 МПа.

2.2 Технические решения и характеристика ремонтируемого дефекта

При проведении диагностических работ рассматриваемого нефтепровода с применением внутритрубных инспекционных приборов (ВИП) были обнаружены дефекты в виде вмятины с потерей металла на

					Совершенствование методов устранения дефектов на МН методом установки ремонтных конструкций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Коновалов Б. Б.			Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Рвковод.		Радюк К.Н					28	97
Консульт.						НИ ТПУ ИПР гр. 2Б3А		
Н.Контр.								
И.о.зав. каф		Бурков П.В						

внешней поверхности трубы. Данный вид дефекта подлежит ремонту линейной части нефтепровода.

Характеристика ремонтируемого дефекта:

- описание дефекта – вмятина;
- толщина стенки трубы в зоне дефекта: 7,5 мм;
- глубина дефекта – 4,5 мм;
- длина дефекта – 406 мм;
- тип дефектной секции – бесшовная.

Данный тип дефекта можно устранить с помощью применения муфтовой технологии Clock Spring [6]. Исследуемый дефект имеет протяженность 406 мм, что говорит о том, что его не устранить одной ремонтной конструкцией. Для ремонта данного дефекта необходимо применять составную конструкцию из трех муфт, которые располагаются встык.

Данную технологию нецелесообразно использовать, так как:

- стоимость манжет достаточно высокая;
- при монтаже муфты на трубопровод возможно возникновение трудностей при обеспечении герметичности стыков между муфтами.

РД для данного вида дефекта предлагает следующий тип ремонтной конструкции: композитную муфту типа П1. Данный тип ремонтной конструкции наиболее подходит для исследуемого типа дефекта и условий проведения ремонтных работ [3].

Рассмотрим технические характеристики устанавливаемой муфты:

- тип муфты – П1;
- диаметр муфты – 1262 мм;
- марка стали – 10Г2С1;
- длина муфты – 2000 мм;
- толщина стенки – 12 мм.

После проведения дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК), принимается финальное решение о способе ремонта дефектного участка. ДДК дефектного участка проводится с целью опознавания дефекта, который был обнаружен ВИП. ДДК включает: ультразвуковую толщинометрию стенки трубы в месте дефекта, визуальный контроль параметров дефекта, магнитопорошковый контроль рисок, для определения в

них дополнительных дефектов, не обнаруженных ВИП, ультразвуковую дефектоскопию сварных швов и металла магистральных трубопроводов. Идентификация и ДДК проводится для всех типов дефектов, которые подлежат ремонту после вскрытия участков трубопровода с целью проведения ремонта. Идентификация заключается в определении типа дефекта, подлинных границ и размеров дефекта. Далее происходит их сравнение с отчетами по пропуску ВИП и определение факта их идентичности.

Технические характеристики нефтепровода на участке дефектной секции, сведения о дефектной секции определяются на основе сертификатов по техническому отчету диагностических работ.

Поблизости проведения ремонтных работ располагается кабель связи, который не требует выноса из зоны проведения работ, так как не находится непосредственно в зоне производства работ.

Вблизи с местом проведения работ проходит нефтепровод МН «N» DN 700 (резервная нитка).

Для проезда к месту работы, а так же для выполнения самих работ, в проекте предусмотрено строительство двух неразборных дорожного лежневого типа, которые имеет протяженность 20 и 30 км.

2.3 Отвод земель

Процесс отвода земель производится в соответствии с ОР-20.02-74.20.36-КТН-006-1-05 Регламент о порядке организации работ по выбору и предоставлению земельных участков для строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» [8]. Для осуществления отвода земель заключается соглашение о временном использовании земельного участка до начала производства ремонтных работ. Далее составляется стройгенплан, в котором указываются дороги для подъезда к месту проведения работ, площадки разворота техники, площадки складирования материалов и т.д.

2.4 Сведения о местах размещения баз материально-технического обеспечения

Для проживания рабочего персонала, который участвует в процессе строительных работ, создаются временные жилые городки. На территории

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

данных городков так же размещены площадки для стоянки техники и площадки складирования материалов.

Проживание производственного персонала работающего на ремонтном участке принято в жилых городках, которые расположены наиболее близко к местоположению дефекта.

Так же организуются временные площадки, которые расположены на расстоянии не менее 150 м от места проведения работ, на территории не занятой лесом. На них располагается:

- площадка стоянки техники;
- бытовые помещения (3 вагончика);
- площадка складирования материалов;
- площадка для заправки техники.

Электроснабжение жилого городка и место проведения работ осуществляется подрядчиком от ДЭС.

На стадии выполнения ППР подрядной организацией должна быть сделана привязка временного жилого городка к местности с учетом рельефа и ситуации. При организации вертикальной планировки территории жилого городка следует обеспечить отвод атмосферных осадков (уклон 1,5-2 %), а также следует учесть мероприятия по отводу грунтовых вод.

Примем, что базой материально-технического обслуживания объекта будет НПС «N».

Питьевая вода на бытовые нужды доставляется с НПС «N» автомобильным транспортом. (Автоцистерны).

Осуществление вывоза бытовых сточных вод производиться по договору, составленному с подрядной организацией.

Удельной нормой для водоотведения и водопотребления принимается 30 л/сут на человека. Продолжительность дней ремонтных работ указывается в проектной документации.

На площадке производства работ удельная норма потребления воды на одного рабочего в смену принимается на основании п. 12.17 СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ». Удельная норма составляет $q = 10$ л. [9].

К месту проведения работ вода доставляется автоцистернами. Хранить питьевую воду на строительной площадке следует в алюминиевых флягах, в соответствии с требованиями гигиенических норм.

Для обеспечения утилизации бытовых сточных вод на площадках строительства сооружается водонепроницаемый выгреб, который

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

монтируется на месте из металлических труб. Подача к месту установки и строительство выгреба осуществлять при помощи автокрана, в заранее подготовленный котлован. Промежутки между стенками котлована и выгребом (трубой) заполнять грунтом. В процессе засыпки производить послойную трамбовку грунта.

По окончании ремонтных работ выгреб необходимо разобрать, провести засыпку котлована грунтом и провести восстановительные работы по рекультивации почвенного слоя.

Вывозить жидкие и твердые бытовые отходы следует в соответствии с договором заключенным с подрядной организацией.

2.5 Определение последовательности ремонта на основе обоснования организационно-технологической схемы

До начала производства ремонтных работ осуществляется разработка ППР в соответствии с требованиями ОР-91.010.30-КТН-345-09 «Порядок разработки проектов производства, работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» [10].

В процессе разработки ППР учитываются требования РД-91.010.30-КТН-246-09 «Положение по разработке проектов организации строительства, (в составе проектной и рабочей документации) для строительства и капитального ремонта объектов магистрального нефтепровода ПАО «Транснефть» [11].

К производству ремонтных и иных работ имеют допуск только те организации, которые обладают соответствующей лицензией, а также необходимым парком технических средств и профессиональными рабочими кадрами.

До момента начала производства работ подрядная организация:

- проходит вводный инструктаж по охране окружающей среды;
- получает разрешительную документацию по природоохранной деятельности;
- заключает договора на утилизацию отходов.

Оформлять документы на допуск к проведению работ в охранной зоне магистрального нефтепровода и сторонних коммуникаций следует выполнять согласно «Регламента организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов».

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

До начала проведения ремонтных работ на объекте, подрядная организация получает разрешение в установленном порядке на производство работ.

Весь перечень работ, в который входят подготовительные, основные, демонтажные работы, выполняются при наличии наряда-допуска на проведение ремонтных работ. Перед началом работ назначается ответственное лицо за безопасное производство работ в охранной зоне, под руководством которого проводятся данные работы. Данное ответственное лицо назначается из числа ИТР подрядной организации.

Изделия, материалы и оборудования, применяющиеся при ремонте подводных переходов магистральных трубопроводов, обязаны отвечать требованиям государственных стандартов, промышленной безопасности, норм и технических условий. А также обладать разрешением на сертификат Ростехнадзора и применение установленного образца.

Изделия, материалы и оборудование зарубежного производства проходят сертификацию в РФ.

Применяющиеся муфты при ремонте подводных переходов, обязаны пройти испытания по методике, которая утверждена ПАО «Транснефть». Данная методика должна быть согласована с Ростехнадзором и обладать сертификатом и разрешением на применение.

Запрещается использовать материалы, не имеющих сопроводительных документов (паспортов, сертификатов), подтверждающих соответствие их требованиям ТУ или ГОСТ, а также при отсутствии на изделие знака изготовителя.

Заменять изделия, материалы и оборудование на другие, не предусмотренные проектом, можно лишь в том случае, если данная замена будет согласована с проектной организацией, разработавшей данную рабочую документацию и заказчиком.

Вывозить строительный и бытовой мусор, отходы следует на санкционированную свалку производственных и бытовых отходов. До момента начала производства работ подрядчик обязан заключить договор на утилизацию отходов.

До начала проведения основных работ следует выполнить нижеследующий комплекс подготовительных работ, в который входит:

- получение письменного разрешения на производство работ и регистрация проектной документации в территориальном органе Ростехнадзора;

- проведение геодезических разбивочных работ и сдача-приемка геодезической разбивочной основы;
- обозначение знаками оси прохождения, фактической глубины заложения подземного трубопровода, участки пересечений с подземными коммуникациями, искусственными и естественными преградами;
- составление акта передачи участка нефтепровода подрядной организации;
- составление акта-допуска на производство ремонтных работ на территории функционирующих коммуникаций;
- получение от руководства управления МН «Разрешения на производство работ в охранной зоне нефтепровода» в соответствии с ВСН 31-81 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности» [12];
- оповещение органов Госпожнадзора, а также собственников коммуникаций, которые проложены в едином техническом коридоре о месте, начале и сроках проведения работ;
- согласование сроков проведения работ и ППР с органами по охране и регулированию водных ресурсов и рыбных запасов;
- проведение инструктажей с работниками, которые участвуют в производстве работ, в которые включены вопросы о пожарной безопасности и безопасных способах выполнения работ;
- подготовка первичных средств пожаротушения;
- получение «Ордера» на право проведения работ в охранной зоне инженерных коммуникаций;
- подготовка и составление «нарядов-допусков» на проведение работ повышенной опасности;
- оповещение службы технического надзора заказчика о готовности выполнения целей проекта с предоставлением графика производства работ;
- доставка технических средств, оборудования и строительных материалов;
- обустройство быта рабочего персонала;
- организация системы связи;
- устройство временных переездов;
- уборка снега;

- организация дежурства аварийной бригады и аварийных средств для локализации и улавливания нефтяного пятна, предупреждения его распространения, если произойдет аварийный выброс нефти при проведении работ по устранению подводных дефектов трубопровода.

Объем подготовительных работ и номенклатура уточняются в «Проекте производства работ». Работы подготовительного периода следует выполнять в соответствии с требованиями ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 с изм. № 0-4 «Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов» [13]. Проведение работ без оформления необходимых инженерных коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающих магистральный нефтепровод и разрешительной документации на право проведения работ в охранной зоне магистрального нефтепровода запрещается.

В случае обнаружения подземных коммуникаций в процессе производства работ, которые не указаны в проекте, следует незамедлительно остановить работы до выявления собственника коммуникаций. Далее получить от эксплуатирующей организации технические условия и согласовать с ней способы проведения работ в охранной зоне.

2.5.1 Обозначение коммуникаций и передача участка трубопровода подрядчику

В период за пять дней до начала производства ремонтных работ необходимо:

- провести установку знаков, обозначающих ось нефтепровода, на которых указывается фактическая глубина залегания (выполняет Заказчик);
- провести установку знаков, обозначающих ось нефтепровода с указанием фактической глубины залегания подземных коммуникаций (выполняет Заказчик);
- провести установку знаков, обозначающих оси и границы переездов строительной техники (выполняет Заказчик);
- осуществить геодезическую разбивку осей дорог, осей и границ переездов (выполняет Подрядчик).

Трасса трубопровода обозначается знаками (щитами с надписями - указателями) в границах зоны проведения ремонтных работ высотой 1,5-2 м от поверхности земли, в которых указывается фактическая глубина залегания нефтепровода. Данные знаки устанавливаются на прямых участках трассы через 50 м, а на поворотах и неровном рельефе через 25 м.

Опознавательные знаки необходимо устанавливать в местах изменения рельефа, в вершинах углов поворотов трассы и на участках пересечения с иными подземными коммуникациями. А также на границах разработки грунта вручную, у линейных задвижек и в опасных местах (заболоченных, со слабой несущей способностью грунта и т.п.).

Заказчик оформляет акт на закрепление трассы и акт передачи участка нефтепровода подрядчику.

К акту передачи участка приложено:

- ситуационный план (схема) трассы или участка территории;
- ведомость глубины залегания функционирующего нефтепровода;
- необходимые характеристики, привязки трубопроводов, сооружений, коммуникаций, вырытых шурфов и мест, где установлены закрепительных знаков;
- технологическая схема участка;
- рабочий проект;
- выкопировка из паспорта нефтепродуктопровода на участок проведения ремонта с указанием мест монтажа ремонтных муфт (при их наличии).

2.5.2 Оформление разрешительной документации на производство ремонтных работ

Разрешительная документация на производство работ оформляется в соответствии с «Регламентом организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов».

До момента начала производства работ Подрядчик обязан:

- составить акт-допуск на производство ремонтных работ в охранной зоне функционирующих коммуникаций;
- получить разрешение на проведение работ в охранной зоне;
- оповестить Ростехнадзор и собственников коммуникаций, которые проходят в едином техническом коридоре, о месте, сроках начала и окончания производства работ;

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

- составить наряд допуск на проведения огневых, газоопасных и иных работ повышенной опасности (утверждает наряд допуск на огневые работы главный инженер филиала или лицо, которое замещает его в данный момент по приказу);
- согласовать сроки производства работ и ППР с органами по охране и регулированию водных ресурсов и рыбных запасов;
- согласовать сроки производства работ и ППР с органами водных путей и судоходства на реках пригодных для судоходства;
- получить заключение о способности и готовности к выполнению целей проекта от службы технического надзора с предоставлением графика проведения работ;

Без составления необходимой разрешительной документации запрещается проведение работ в охранной зоне магистрального трубопровода.

Ответственной за доставку технических средств, оборудования и строительных материалов является подрядная организация. Доставка реализуется с помощью автомобильного транспорта до населенного пункта и далее по временным переездам на площадку проведения работ.

2.5.3 Устройство временных переездов

Подземные коммуникации и временные переезды через нефтепровод Подрядчик выполняет на основании строительного генерального плана, на котором указаны данные места.

Устройство переездов выполняется в присутствии представителей организации, которая эксплуатирует данные коммуникации.

Переезды через функционирующие коммуникации выполняются с применением железобетонных дорожных плит (по основанию, которое предварительно отсыпают).

Минимальным расстоянием от верхней образующей трубы до верха покрытия переезда следует принимать не менее 1,4 м для трубопровода и не менее 1 м для кабеля. В случае недостаточного заглубления осуществить подсыпку грунта над коммуникациями на участке переезда. Укладывание плит осуществляется с помощью автокрана на заранее спланированную поверхность.

После завершения работ временные переезды разобрать, материалы вывезти с участка проведения работ.

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

Техника должна двигаться только по утвержденной транспортной схеме. Категорически запрещается пересечение техникой коммуникаций в местах, где временные переезды не оборудованы.

Число обустроенных временных переездов зависит от необходимости их использования на данном участке, при это учитывается их повторное использование.

2.5.4 Методы производства работ

Проведение производства работ по устранению дефектов будет проходить согласно срокам строительства указанным в ТЗ п. 8.

Порядок основных работ по устранению дефекта нижеследующая:

- установить и обозначить месторасположение дефекта на местности (ответственный Заказчик);
- произвести снижение рабочего давления (в случае устранения дефектов способом монтажа ремонтной конструкции и шлифовки). При устранение дефектов связанных с методом вырезки катушки производится остановка нефтепровода;
- произвести вскрытие нефтепровода на глубину 0,6 м от нижней образующей нефтепровода;
- перепроверить месторасположение дефекта (ответственный Заказчик);
- произвести снятие изоляции в зоне дефекта (ответственный Заказчик);
- провести ДДК дефекта (ответственный Заказчик);
- устранение дефекта (способом установки ремонтной конструкции, шлифовки, замены катушки);
- проведение контроля качества сварных соединений;
- восстановление изоляции нефтепровода;
- проведение контроля качества изоляционных работ;
- провести подключение нефтепровода к системе электрохимзащиты;
- осуществить засыпку котлована.

В процессе выполнения ремонтных работ в случае необходимости выполнить восстановление КИК (контрольно-измерительной колонки).

2.5.5 Определение и обозначение местоположения дефекта

Местоположение и обозначение дефекта определяется Заказчиком (за исключением земляных работ) на основании ОР-19.100.00-КТН-010-10 «Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов» в нижеследующей последовательности [14].

На местности, в пойменном участке перехода, производят привязку маркера с характерной особенностью или определенного поперечного шва к пунктам закрепления подводного перехода и закрепленному пикету трассы.

Проводят определение координат и пикетажа характерной особенности. На продольном профиле указывают положение характерной особенности и по расстоянию по нитке нефтепровода указывают место дефекта.

Вычисляют пикетное значение места дефекта и указывают его на план подводного перехода:

- в плане между ранее вычисленной характерной особенностью и местом дефекта находят расстояние по координатам (пикетажу);
- место, где расположен дефект, найденное на плане, определяют геодезическими методами и крепят створами и вехой на плане;
- место дефекта обозначается двумя створами по два створных знака, не учитывая осевого створа, по обеим сторонам нефтепровода. Чувствительность створа менее 1 метра;
- створные знаки, которые определяют направление к месту дефекта, должны быть закреплены на устойчивых берегах вне зоны проведения ремонтно-строительных работ.

На участке пересечения створов со стороны водной акватории устанавливают буй, который закреплен на якорю, или веха (в случае, если глубина и скорость течения являются допустимыми).

Все установленные знаки закрепления координируются в условной системе координат. По имеющимся материалам координирования, производится аналитический контроль выноса участка дефекта и оформляется схема выноса и акт выноса места дефекта, согласующийся с представителем Заказчика.

Знаки выноса на местности участка дефекта согласно акту с приложением схемы выноса отдаются представителю предприятия, который выполняет ремонтные работы.

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

В случае отсутствия маркера или характерной особенности производится вскрытие нефтепровода на береговом участке в зоне, где отсутствует вероятность затопления, на длину примерно 3-х секций трубы. По положению точек пересечения поперечных и спиральных швов или угловому положению верхних продольных швов производят привязку поперечных швов к результатам внутритрубной диагностики. Если привязка неоднозначна, производят дальнейшее вскрытие нефтепровода до следующего поперечного шва.

2.5.6 Вскрытие трубопровода

Котлован разрабатывается экскаватором «обратная лопата».

Боковые траншеи, в частности их глубина, разрабатываются с учетом образования временных откосов в процесс разработки. Получившиеся откосы уполаживаются в течение некоторого времени до устойчивого значения в результате сползания грунта на дно ремонтной траншеи.

В процессе работы экскаватора расстояние от стенки трубы до ковша должно быть не менее 0,20 м.

Рассмотрим порядок работы при разработке котлована:

- установить место вскрытия нефтепровода;
- произвести снятие и транспортировку с помощью бульдозера верхнего плодородного слоя грунта в отдельный временный отвал;
- произвести снятие грунта в боковых траншеях в обе стороны;
- произвести снятие грунта вокруг нефтепровода с выемкой под трубопроводом на необходимую проектной документацией глубину;
- транспортировать грунт в боковой временный отвал;
- произвести контроль отметок дна и габаритов, а также заложения откосов;
- составить акт на выполнение работ.

Местоположение отвалов определяется на месте в пределах полосы временного отвода земель. Для исключения вероятности падения кусков грунта в рабочий котлован, категорически запрещено располагать основание отвала грунта на расстоянии менее чем 1 м от бровки рабочего котлована.

Допускается переработка рабочего котлована не более чем на 200 мм. Недоработка не допускается.

При разработке рабочего котлована в местах, где имеется высокий уровень грунтовых необходимо понижать уровень воды методами открытого

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

водоотлива или дренажа. В случае способа водоотлива в котловане изготавливается приямок, который имеет размеры $1,0 \times 1,0$ м, или дренажная канава размерами $1,0 \times 0,5$ м. Данный приямок или дренажная канава закрываются настилом, представляющая собой деревянную или металлическую решетку. Решетка имеет размеры ячеек, которые обеспечивают безопасные условия при производстве работ в ремонтной котловане. По мере откачки и уменьшения уровня грунтовых вод подготавливается ремонтный котлован.

Режим водоотлива выбирают такой, чтобы была возможность поддерживать уровень воды ниже дна ремонтного котлована до конца проведения ремонтных работ.

2.5.7 Уточнение местоположения дефекта

Обозначение и вычисление расположения дефекта на нефтепроводе проводится в следующем порядке:

- провести снятие изоляционного покрытия вручную в месте поперечного сварного шва;
- вычислить угловое расположение продольных сварных швов секций, которые примыкают к поперечному;
- вычислить месторасположение поперечного шва по раскладке секций (основываясь на отчете по ВТД);
- вычислить расположение дефектной секции относительно определенного поперечного шва;
- установить на месте дефекта маркер.

2.5.8 Снятие изоляции

Снимают изоляционное покрытие при помощи шлифмашинки, которая оборудована металлической щеткой, скребков и ручных металлических щеток на участке нефтепровода в обе стороны от ремонтной конструкции на 0,4 м. Снятая изоляция помещается в специальный контейнер и удаляется из зоны проведения работ.

Очистка трубы проводится с осторожностью, чтобы не повредить стенку трубопровода. Не допускается нанесение рисков, царапин, сколов металла или срезания сварных швов. Очищают место дефекта от изоляции ручной металлической щеткой.

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

2.5.9 Проведение дополнительного дефектоскопического контроля

К работам связанным с проведением ДДК имеют допуск специалисты, которые прошли аттестацию в соответствии с требованиями ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля» [15], которые имеют удостоверение и разрешение на право проводить неразрушающий контроль на объектах ПАО «Транснефть» согласно ОР-03.120.00-КТН-071-09 [16].

Проводить ДДК в «сухих» условиях необходимо согласно требованиям ОР-19.100.00-КТН-010-10 «Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов» [14].

По итогам ДДК составляется акт, который утверждается главным инженером ОАО МН.

В случае расхождения фактических параметров и типа дефекта, которые были определены по результатам ДДК, с отчетными данными по диагностике, приводящие к замене метода ремонта, согласно РД-23.040.00-КТН-090-07 и изм. № 1-5 «Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих МН» [17] работы приостанавливают. Категорически запрещено продолжать работы без выполнения процедур, которые указаны в ОР-19.100.00-КТН-010-10 «Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов» и внесения изменений в используемый проект [14].

2.5.10 Монтаж ремонтной конструкции

Все работы, связанные с устранением дефекта проводить согласно РД-75.180.00-КТН-164-06 «Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов» [18], РД-23.040.00-КТН-386-09 «Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа» [19], РД-23.040.00-КТН-090-07 с изм. № 1-5 «Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих МН» [17], РД-25.160.00-КТН-011-10 «Сварка при строительстве и капитальном ремонте МН» [20].

Сварка выполняется согласно технологических карт, которые разработаны и утверждены в установленном порядке.

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

При сварке продольных и кольцевых стыковых швов при монтаже композитных муфт применяются следующие виды сварки:

- дуговая ручка сварка электродами с основным видом покрытия;
- комбинированная технология сварки, которая включает полуавтоматическую сварку корневого шва сплошной электродной проволокой в защитных газах и полуавтоматическую сварку самозащитной порошковой проволокой заполняющего и облицовочного слоев;
- комбинированная технология сварки, которая включает полуавтоматическую сварку корневого шва сплошной электродной проволокой в защитных газах и ручную дуговую сварку электродами с основным видом покрытия заполняющего и облицовочного слоев;
- комбинированная технология сварки, которая включает ручную дуговую сварку электродами с основным видом покрытия и полуавтоматическую сварку самозащитной порошковой проволокой заполняющего и облицовочного слоя.

Режимы, которые рекомендуется применять при сварке продольных и кольцевых стыков согласно РД-23.040.00-КТН-386-09 указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Режимы сварки продольных и кольцевых стыков композитных муфт

Слой шва	Электродный диаметр, мм	Ток варочный ток, А	Полярность
Режимы ручной дуговой сварки электродами с основным видом покрытия продольных и кольцевых стыков при сварке композитных муфт			
Корневой	2,5 3,0-3,2	70-90 90-120	Прямая/обратная
Заполняющие	3,0-3,2 4,0	100-130 140-170	Обратная
Облицовочный	3,0/3,2 4,0	100-120 135-160	Обратная

При монтаже осуществляется сварка продольных швов, которые соединяют полумуфты между собой и кольцевых стыковых швов, которые выполняют в случае монтажа многосекционных композитных муфт.

Соблюдение контроля качества проводится в соответствии с РД [5], [18] и [19].

К основным видам работ при установке муфты относится:

- очистка изоляции ремонтируемого участка трубы в обе стороны по длине границы муфты на 200 мм. Обработка поверхности трубы проводится до состояния, при котором на трубе отсутствует ржавчина, окалина, следы изоляции и иные неметаллические слои. Место дефекта на трубопроводе не подвергается абразивной обработке;
- проведение ДДК дефекта;
- отметить несмываемой краской границы и центр дефекта на нефтепроводе и расположить границы муфты симметрично относительно центра дефекта;
- провести уточнение границ участка удаления изоляции и в случае необходимости провести более тщательную очистку;
- провести установку полумуфт на нефтепровод.

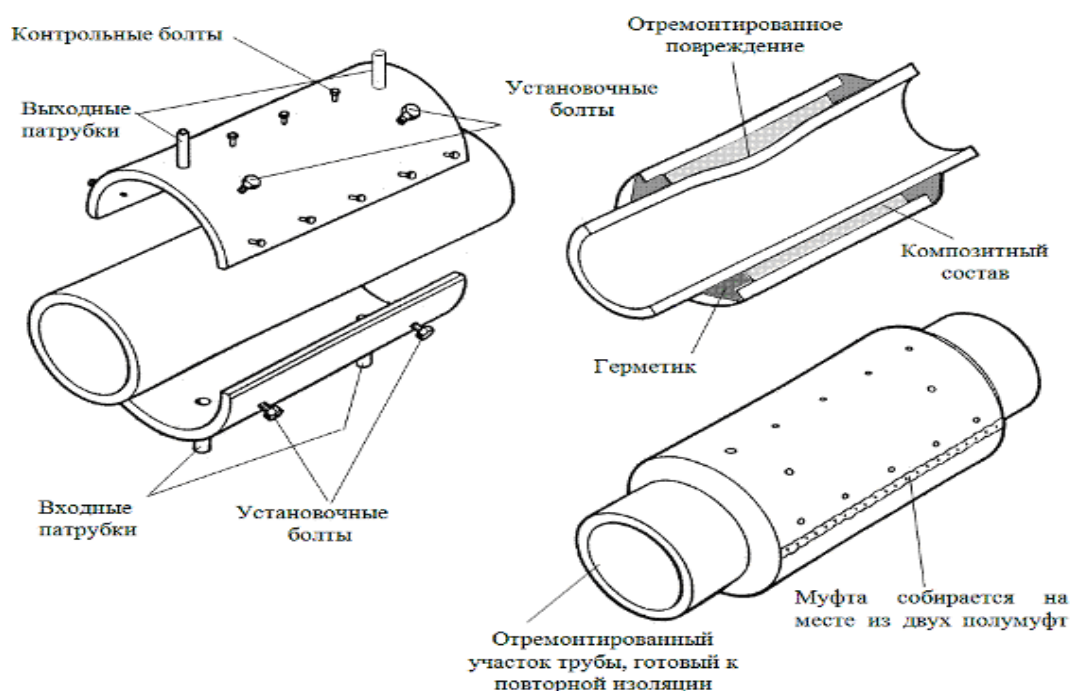


Рисунок 2.1 – Композитно-муфтовая конструкция

При монтаже применять рым-болты, которые вкручены в отверстия установочных болтов. Проводить фиксацию полумуфт на нефтепроводе при помощи съемных гидравлических цепных приспособлений. Количество сборочных приспособлений зависит от длины муфты и берется не менее двух

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

на одну муфту. При установке муфты на нефтепровод принять величину зазора между полумуфтами для сварки продольного шва 2,0-4,0 мм при помощи мерных пластин.

Прихватка полумуфт производится сваркой одновременно (параллельно) с разных сторон трубопровода двумя сварщиками одновременно. Перед проведением сварочных работ необходимо провести сушку или подогрев кромок кольцевых, продольных швов и участков поверхности, которые прилегают к ним.

Монтаж прихваток выполняется в следующем порядке:

- установить прихватки в корневой части разделки одного из продольных швов по торцам муфты;
- установить прихватки в корневой части разделки второго продольного шва по торцам муфты;
- установить прихватки по длине продольных стыков полумуфт. Расстояние между прихватками должно быть 500 ± 50 мм, а длина 70-100 мм.

Прихватки выполняются с полным проваром в режиме сварки корневого слоя. После того, как прихватки были установлены, произвести шлифовку их начала и конца на длине 15-20 мм, при этом необходимо, чтобы получился плавный переход от прихватки к корневой части разделки.

Продольные швы должны свариваться одновременно. После того как сварка корневого шва закончена, провести его зачистку шлифовальной машинкой и произвести сварку заполняющего и облицовочного слоев сварного шва.

В процессе сварки муфт запрещены перерывы в работе. Оставлять незаконченные сварные соединения также запрещается. В случае, если необходим перерыв в работе, при возобновлении работ необходимо произвести повторный нагрев сварного шва.

Для того чтобы обеспечить необходимый уровень сварного соединения ремонтной конструкции необходимо провести:

- пооперационный контроль;
- визуально-измерительный контроль – 100%;
- магнитопорошковый контроль – 100%;
- ультразвуковой контроль – 100%.

Визуально-измерительный и неразрушающий контроль проводится согласно РД-19.100.00-КТН-001-10 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте трубопроводов» [5].

2.5.11 Восстановление изоляции

В проекте заложено использование защитного покрытия усиленного типа № 18 по ГОСТ Р 51164-98, комбинированного типа на основе битумно-полимерной и термоусаживающейся ленты.

Восстанавливать защитное покрытие следует согласно технологической карты (лист 7 рабочей документации раздела ПОС).

Порядок работ по восстановлению изоляции:

- провести входной контроль материалов, которые выступают в качестве изоляционных;
- подготовить поверхность трубопровода;
- подготовить изоляционные материалы;
- нанести изоляционное покрытие;
- провести контроль качества нанесения изоляционного покрытия.

Запрещается проводить изоляционные работы во время метели, снегопада и выпадения других атмосферных осадков. В случае, если изоляционные работы проводятся во время выпадения атмосферных осадков, над местом проведения работ устанавливается крытая палатка.

Приготавливать грунтовку следует на специальной площадке, которая расположена на расстоянии не менее 50 м от ремонтного котлована или траншеи. Площадку следует оборудовать согласно правил противопожарной безопасности.

2.5.12 Засыпка котлована

Засыпка ремонтного котлована проводится после составления актов на скрытые работы.

Засыпка трубопровода, на который нанесена изоляция, следует с обеспечением целостности покрытия.

Засыпка ремонтного котлована проводится экскаватором из временных отвалов грунта с применением временных переездов для техники.

Порядок работ при засыпке ремонтного котлована:

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

- провести подсыпку и уплотнение мягкого грунта вручную под трубопроводом;
- провести присыпку трубопровода мягким разрыхленным грунтом на высоту выше на 0,2 м от верхней образующей трубы с помощью экскаватора (в слое присыпки разрешается наличие фракций размером до 30 мм в поперечном сечении и до 35 % от общего объема присыпки);
- засыпать котлован экскаватором;
- провести планировку поверхности бульдозером.

Запрещено проводить засыпку трубопровода мерзлым грунтом без предварительной подсыпки мягким минеральным грунтом.

Засыпку котлована проводить с запасом по высоте на величину осадки.

					Технологическая часть	
Изм.		№ докум.				47

3 Расчетная часть

В данной работе рассматривался виртуальный магистральный нефтепровод, который необходимо проверить на устойчивость и прочность. СНиП 2.05.06-85.

Таблица 4 – Данные для расчета на прочность и устойчивость

Параметры	Данные
D_n – диаметр нефтепровода наружный, мм	1220
Марка стали из которого изготовлен нефтепровод	10Г2С1
δ – толщина стенки нефтепровода, мм	12
t° – температура при которой происходила сварка замыкающего стыка, °С	-20
t_0 – температура, при которой эксплуатируется нефтепровода, °С	25
ρ – средняя плотность, т/м ³	0,85
P_1 – рабочее давление насосной станции, кгс/см ²	29
h_0 – глубина, на которую заложен нефтепровод, м	1,6

3.1 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Прочность нефтепровода в продольном направлении проверяется из условия:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (3.1)$$

где σ_{npN} – продольное осевое напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий:

					Совершенствование методов устранения дефектов на МН методом установки ремонтных конструкций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Коновалов Б. Б.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Рвковод.		Радюк К.Н					48	97
Консульт.						НИ ТПУ ИПР гр. 2Б3А		
Н.Контр.								
И.о.зав. каф		Бурков П.В						

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 2,9 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = -80,5$$

(3.2)

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_n}, \quad (3.3)$$

где $m_0 = 0,9$ – коэффициент условий работы трубопровода, определяемый в зависимости от категории трубопровода и его участка;

$k_1 = 1,4$ – коэффициент надежности по материалу, зависящий от характеристики труб;

$k_n = 1$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр} = 550$ МПа;

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_n} = \frac{550 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1} = 369,4 \text{ МПа},$$

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

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (3.4)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{1,1 \cdot 2,9 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 102,5 \text{ МПа}, \quad (3.5)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{102,5}{369,4} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{102,5}{369,4} = 0,83$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,83 \cdot 102,5 = 85,1$$

$$|-80,5| \leq 85,1$$

Условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.

3.2 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

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

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H; \quad (3.6)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H; \quad (3.7)$$

где σ_{np}^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 ($\sigma_{np}^H > 0$), принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np}^H < 0$), определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H}; \quad (3.8)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести $\sigma_{тек} = 390$ МПа;

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

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{2,9 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 93,2 \text{ МПа}. \quad (3.9)$$

Максимальные суммарные продольные напряжения σ_{np}^H определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot \rho}; \quad (3.10)$$

где $\rho = 500$ м – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

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

$$\sigma_{np1}'' = 0,3 \cdot 93,2 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,220}{2 \cdot 500} = 25,9 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{np1}'' = 0,3 \cdot 93,2 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,220}{2 \cdot 500} = -192,46 \text{ МПа}.$$

Проверка выполняется по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{np2}'' = (-192,46) \text{ МПа}$.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{93,2}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{93,2}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} = 0,86;$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2'' = 0,86 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390 = 335,4 \text{ МПа};$$

$$|-192,46| \leq 335,4$$

$$\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2'' = \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390 = 390 \text{ МПа};$$

$$|93,2| \leq 390.$$

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластически деформаций выполняются.

3.3 Проверка общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении

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

$$S \leq m_0 \cdot N_{кр}; \quad (3.11)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н;

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

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта S определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{ки} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F; \quad (3.12)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, м^2 :

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

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (1,220^2 - 1,196^2) = 0,0131 \text{ м}^2; \quad (3.13)$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 102,5 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45] \cdot 0,0131 = 1,726 \text{ МН}.$$

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

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[4]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}; \quad (3.14)$$

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

J – момент инерции сечения, который определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (1,220^4 - 1,196^4) = 0,0004 \text{ м}^4; \quad (3.15)$$

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

$$q_{верт} = n_{зр} \cdot \gamma_{зр} \cdot D_n \cdot \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{тр}. \quad (3.16)$$

Величина P_0 определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_n \cdot (C_{зр} + P_{зр} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{зр}); \quad (3.17)$$

где $C_{зр} = 20$ кПа – коэффициент сцепления грунта;

$P_{зр}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$\varphi_{зр} = 16^\circ$ – угол внутреннего трения грунта.

Величина $P_{зр}$ вычисляется по формуле:

$$P_{зр} = \frac{2 \cdot n_{зр} \cdot \gamma_{зр} \cdot D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{зр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_n}, \quad (3.18)$$

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

$\gamma_{зр} = 16,8 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес грунта;

$h_0 = 1,6 \text{ м}$ – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

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

$$q_{тр} = q_m + q_u + q_{np} \quad (3.19)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (3.20)$$

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

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 $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$.

$$q_m = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,220^2 - 1,196^2) = 977,9 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{ин} \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}); \quad (3.21)$$

или

$$q_u = 0,1 \cdot q_m; \quad (3.22)$$

$$q_u = 0,1 \cdot q_m = 0,1 \cdot 977,9 = 97,79 \text{ Н/м;}$$

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{np} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 850 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,196^2}{4} = 1668,3 \text{ Н/м.} \quad (3.23)$$

$$q_{mp} = 977,9 + 97,79 + 1668,3 = 2744 \text{ Н/м}$$

$$P_{cp} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,220 \cdot \left[\left(1,6 + \frac{1,220}{8} \right) + \left(1,6 + \frac{1,220}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{16^\circ}{2} \right) \right] + 2744}{3,14 \cdot 1,220} = 24978,6 \text{ Па;}$$

Исходя из формулы (3.17), найдем сопротивление грунта:

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,220 \cdot (20000 + 24978,6 \cdot \operatorname{tg} 16^\circ) = 45203,8 \text{ Па;}$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,220 \cdot \left(1,6 + \frac{1,220}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,220}{8} \right) + 2744 = 14547 \text{ Н/м;}$$

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{45203,8^2 \cdot 14547^4 \cdot 0,0131^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,0004^3} = 7006421 \text{ Н;}$$

$$m_0 \cdot N_{кр} = 0,9 \cdot 7 = 6,3 \text{ МН;}$$

$$S = 1,726 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр} = 6,3 \text{ МН}$$

В случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении обеспечена.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J}; \quad (3.24)$$

где $k_0 = 25 \text{ МН/м}^3$ – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии.

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{25 \cdot 1,220 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0004} = 66,1 \text{ МН;}$$

$$m_0 \cdot N_{кр}^2 = 0,9 \cdot 66,1 = 59,5 \text{ МН;}$$

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

$$S = 1,726 MN < m_0 \cdot N_{кр}^2 = 59,5 MN$$

Условие устойчивости прямолинейных участков нефтепродуктопровода обеспечено.

					Расчетная часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Повышение надежности трубопроводов является актуальной проблемой на этапе их эксплуатации. Согласно статистическим данным число дефектов, выявляемых на всех уровнях диагностики, составляет от 6 до 9 тысяч в год. Большая часть дефектов (три четверти) удалена друг от друга. Для их устранения требуется выборочный ремонт. К такому виду ремонта относятся технологии устранения дефектов методом установки ремонтных конструкций. Так как на сегодняшний день существует значительное количество различных технологий для ремонта магистральных нефтепроводов, то, помимо технической части, чаще всего рассматривают их перспективность с точки зрения экономичности.

4.1 Характеристика компании ПАО «Транснефть»

С 21.07.2016 г. компания ОАО «АК» «Транснефть» была переквалифицирована в Публичное акционерное общество.

Учредителем компании является Совет министров – Правительство Российской Федерации.

Уставной капитал компании был сформирован путем передачи 51% пакетов акций дочерних акционерных обществ, созданных в результате преобразования государственных предприятий и производственных объединений. Остальные 49% были закреплены в распоряжении Госкомимущества России до снятия ограничений на приватизацию трубопроводного транспорта.

Органами управления компании являются: Собрание акционеров, Совет директоров, Президент компании, Правление и Ревизионная комиссия.

ПАО «Транснефть» представляет собой динамично развивающуюся компанию, деятельность которой направлена на удовлетворение потребностей нефтяных компаний в надежном и высокоэффективном транспорте нефти. Учитывая интересы всех пользователей системы, компания реализует важнейший статус естественной монополии, обеспечивая государственные гарантии равнодоступности к трубопроводному транспорту. ПАО «Транснефть» полностью выполняет

					Совершенствование методов устранения дефектов на МН методом установки ремонтных конструкций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Коновалов Б. Б.			Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность	Лит.	Лист	Листов
Рвковод.		Радюк К.Н					55	97
Консульт.		Романюк В. Б.				НИ ТПУ ИПР гр. 2Б3А		
Н.Контр.								
И.о.зав. каф		Бурков П.В						

свои обязательства по приему нефти от добывающих предприятий и своевременной транспортировке и сдаче нефти потребителям.

По системе магистральных нефтепроводов транспортируется 99% добываемой нефти.

В настоящее время ПАО «Транснефть» эксплуатируется 50 тыс. км магистральных нефтепроводов, которые проходят по 53 регионам России, 386 насосных станций, 854 резервуаров общей емкостью 15,146 млн. м³ и множество сопутствующих сооружений (линии электропередач, электрохимзащита, объекты связи и телемеханики и др.).

Экспорт нефти в основном осуществляется трубопроводным транспортом, в том числе через морские терминалы. Морские терминалы в Новороссийске, Туапсе и Приморске в 2002 году обеспечили экспорт сырой нефти в объеме 62,5 млн. тонн в год.

Российские трубопроводные системы активно развивались в 60-80-е годы. За этот период в основном была построена система магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть».

Анализ технического состояния основных производственных мощностей показал, что фактические сроки эксплуатации оборудования нефтеперекачивающих станций достигают 25-30 лет. В настоящее время действующие объекты Компании имеют следующий возрастной состав:

- 38% нефтепроводов эксплуатируется свыше 30 лет;
- 37% нефтепроводов находятся в эксплуатации от 20 до 30 лет;
- 25% нефтепроводов находятся в эксплуатации менее 20 лет;
- 31 % резервуарных парков находится в эксплуатации свыше 30 лет;
- 38% резервуарных парков находится в эксплуатации от 20 до 30 лет;
- 24% резервуарных парков находится в эксплуатации от 10 до 20 лет;
- 7% резервуарных парков находится в эксплуатации до 10 лет.

Благодаря проводимой технической политике, компанией обеспечивается бесперебойное функционирование системы магистральных нефтепроводов, повышается экологическая безопасность, снижается аварийность.

4.2 Сметная стоимость выполнения работ при установке муфты по композитно-муфтовой технологии

Нормы времени на проведение работ по установке композитной муфты на магистральный нефтепровод представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Нормы времени на установку композитной муфты на МН

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность работ, час	Состав бригады
1	Определить и обозначить местоположение дефекта на местности	6	2
2	Снизить рабочее давление (при устранении дефектов методом установки ремонтной конструкции и шлифовки). При устранении дефекта методом вырезки катушки работы должны производиться с остановкой нефтепровода	2	1
3	Вскрыть трубопровод на глубину 0,6м от нижней образующей трубопровода	12	2
4	Снять изоляцию в зоне дефекта	3	2
5	Провести ДДК дефекта	3	2
6	Устранить дефект (методом монтажа ремонтной конструкции, шлифовки, замены катушки)	18	3
7	Провести контроль качества сварных соединений	3	2
8	Восстановить изоляцию трубопровода	8	3
9	Провести контроль качества выполненных изоляционных работ	3	2
10	Подключить трубопровод к системе электрохимзащиты	3	2
11	Выполнить засыпку котлована	11	1
	Продолжительность работ, итого	72	

Затраты на спецоборудование для проведения работ по установке композитной муфты на магистральный нефтепровод представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Затраты на спецоборудование, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1	Сварочный агрегат	шт.	2	129800,00	259.600,00
2	Дефектоскоп	шт.	1	220000,00	220.000,00
3	Персональный компьютер	шт.	4	35000,00	140.000,00
4	Прочее	шт.	1	300000,00	300000,00
	ИТОГО:				919.000,00

Затраты материалы и комплектующие для проведения работ по установке композитной муфты на магистральный нефтепровод представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Материалы и комплектующие, руб.

1.	Материальные затраты				
	Наименование материалов	ед. измер.	кол-во	цена ед.	сумма, руб.
	Муфта	м	3,5	2063,3	7221,5
	Композитный состав	кг	571,9	49,3	28197,1
	Электроды ОК-5370 d=4мм	кг	25,90	133,5	3457,65
	Электроды ОК-5370 d=3мм	кг	4,20	130,43	547,79
	Щетка (125*22*13)	шт	1,00	226,1	226,1
	Щетка (115*22*13)	шт	1,00	197,29	197,29
	Диск отрезной	шт	4,00	46,89	187,56
	Диск шлифовальный	шт	1,00	92,95	92,95
	Пропан	кг	0,43	40,75	17,52
	Кислород	м ³	3,99	15,38	61,40
1.1.	Затраты на ГСМ				
	Д/т для Эл.станции ДЭС-60, 16,99ч	л	382,8	34,9	13361,1
	Д/т для трубоукладчика 19,04л*16,99ч*0,5	л	180,7	21,2	3832,54
	Д/т для э/генератора, 2л*16,99ч	л	33,98	21,2	720,38
	Итого				58120,88

Затраты на оплату труда и страховые взносы представлены в таблицах 8, 9.

Таблица 8 – Затраты на оплату труда, руб.

№ п/п	Наименование категории работников в 2017 году	Численность по штату (ед)	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ
1	Руководитель	1	3 770,00	3 770,00	3,00	11 310,00
2	Инженер	1	2 820,00	2 820,00	3,00	8 460,00
3	Линейный трубопроводчик	3	1 450,00	4 350,00	3,00	13 050,00
4	Сварщик	1	1 650,00	1 650,00	3,00	4 950,00
5	Подсобный рабочий	1	1 200,00	1 200,00	3,00	3 600,00
ИТОГО		7				41 370,00

Таблица 9 – Затраты на страховые взносы в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

	2017 г.	По регрессивной шкале (среднегодовой %)	Сумма
	11 310,00	30,00	2 497,00
	8 460,00	30,00	2 212,00
	13 050,00	30,00	3 915,00
	4 950,00	30,00	1 485,00
	3 600,00	30,00	1 080,00
	41 370,00	0,2	83,00
	ИТОГО:		11 272,00

Затраты на9 амортизацию основных средств и накладные расходы представлены в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 – Амортизация основных средств, руб.

№ п/п	Наименование основных средств	Кол-во	Балансовая стоимость единицы, руб	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезной эксплуатации в % от нормы в 2017 году	Амортизация, руб
1	Сварочный агрегат	2	129.800,00	10,00	0,8	1.038,00
2	Дефектоскоп	1	220.000,00	10,00	0,8	1.760,00
3	Персональный компьютер	4	35.000,00	10,00	0,8	2.400,00
4	Прочее	1	300.000,00	10,00	0,8	280,00
ИТОГО						5.478,00

Таблица 11 – Накладные расходы, руб.

№	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем накладных расходов, руб.	Сумма накладных расходов	
1	Спецоборудование	919 000,00	10,00	91 900,00
2	Материалы и комплектующие	58 120,88	10,00	5 812,09
3	Оплата труда	41 370,00	10,00	4 137,00
4	Амортизация основных средств	99 176,00	10,00	9 917,60
Всего прямых расходов		1 117 666,88	1 117 266,88	111 726,68

В итоге получаем следующую таблицу сметы затрат (таблица 12, рисунок 4.1).

Таблица 12 – Смета затрат на выполнение проектно-изыскательских работ

№	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1	Спецоборудование	919 000,00
2	Материалы и комплектующие	58 120,88
3	Оплата труда	41 370,00
4	Страховые взносы в собственные внебюджетные фонды	11 272,00
5	Амортизация основных средств	5 480,00
6	Накладные расходы	111 726,68
7	Командировки и служебные разъезды	0,00
8	Прочие расходы, в т.ч.:	2 448,64
9	Оплата услуг связи	12,08
10	Коммунальные услуги	2 436,56
11	Итого собственных затрат	1 212 238,20



Рисунок 4.1 - Структуры затрат на выполнение работ

4.3 Проведение контроля качества

Контроль качества выполненных и выполняемых работ производится визуальным способом или с помощью специального оборудования. При косметическом ремонте – визуальным; при ремонтных работах, связанных с заменой деталей, узлов в процессе проведения ТО и ТР – проверкой на работоспособность вибродиагностическими, электроизмерительными другими приборами. Способы контроля качества выполненных работ зависят от вида самих работ, связанных с устранением определённых неисправностей. Результаты фиксируются в общих, специальных журналах работ, а также нарядах-допусках в случае опасных работ лицами ответственными за проведение, подготовку работ, при этом проверяются данные техпаспорта и прогнозируется срок службы оборудования до отказа (вероятность наработки на отказ) после проведения ТО и ТР.

Следует отметить, что ТО и ТР оборудования может быть как плановым (согласно графику ППР), так и незапланированным. Последнее наиболее часто происходит непосредственно на самой трассе при аварийно-восстановительных работах. Отсюда, следует сделать вывод, что подсчёт затрат материалов на ТО и ТР ведётся приблизительно.

При контроле качества выполненных работ основную работу проводит вышестоящее начальство (ответственны за проведение работ, мастер и т.д.)

В ходе выполнения экономического раздела выпускной квалификационной работы были углублены и закреплены знания, полученные в процессе изучения дисциплины «Организация и управление производством». Приобретены навыки в расчёте затрат времени, трудовых ресурсов, материалов и оборудования, а также подсчёт заработной платы для таких видов работ, как установка композиционной муфты и расчет её экономической эффективности.

5 Социальная ответственность

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

Рабочая зона представляет собой ремонтный котлован, в котором непосредственно происходит установка на магистральный нефтепровод ремонтной конструкции.

Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе – это неотъемлемая часть процесса эксплуатации трубопроводов. Ремонт нефтепровода – это процесс восстановления его несущей способности до уровня, который имеет бездефектный нефтепровод, на все дальнейшее время его эксплуатации.

Ремонтная конструкция – представляет собой конструкцию, устанавливающуюся на трубопровод с целью ремонта дефекта.

5.1 Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.002-2014 [10] факторы производственной среды делят на опасные и вредные.

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

Вредный производственный фактор – это фактор среды и трудового процесса, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

К определенным условиям относятся следующие условия труда:

- интенсивность;
- длительность;
- тяжесть;
- напряженность.

					Совершенствование методов устранения дефектов на МН методом установки ремонтных конструкций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Коновалов Б. Б.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Рвковод.		Радюк К.Н					62	97
Консульт.		Грязнова Е. Н.				НИ ТПУ ИПР гр. 2Б3А		
Н.Контр.								
И.о.зав. каф		Бурков П.В						

Неблагоприятные условия труда, которые могут вызвать профессиональное заболевание, временное или стойкое снижение работоспособности привести к нарушению здоровья потомства.

По природе опасные и вредные производственные факторы подразделяют на следующие группы:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизиологические.

Для исключения или обеспечения минимального влияния вредных и опасных факторов в процессе трудовой деятельности есть системы законодательных актов и мероприятий, направленных на сохранения жизни и здоровья работников. Данные свод правил регулирует такие факторы, как санитария, техника безопасности, пожарная и взрывная безопасность. Данные факторы указаны в таблице 13.

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтно-восстановительных работ.

Наименование видов работ	Факторы <i>ГОСТ 12.0.003-74</i>		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1.2.1.1. Земляные работы 1.2.1.2. Очистка трубопровода от изоляции 1.2.1.3. Проведение диагностических работ 2. Сварочно-монтажные работы 3. Изоляционно-укладочные работы 4. Контроль качества 5. Рекультивация земель	<i>Физические</i>		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003-74* ССБТ
		Электрический ток	
		Пожарная безопасность	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
			ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
		ГОСТ 12.4.026-76	
	<i>Физические</i>		
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ СНиП II-12-77 [21]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-90 СБТ
	Превышение уровней		НРБ-76\87

	ионизирующих излучений		
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-85
	Отклонение показателей микроклимата		СанПиН 2.2.4.548-96
	<i>Химические</i>		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ
	<i>Биологические</i>		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ подводного перехода магистрального нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов [1].

1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуры воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже 25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных

работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

К СИЗ относятся: специальная одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз. СИЗ должны подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты [14].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 14.

Таблица 14 - Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях:

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

2 Превышение уровня шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнем звукового давления, превышающими 135 дБА [6].

К основным источникам шума относится работающая техника и оборудование, такие как краны-трубоукладчики, экскаваторы, шлифмашинки. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи, кабины);
- использование средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного использования, вкладыши «Беруши»), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [6].

3 Превышение уровня вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используется средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [13].

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих на путях распространения вибрации от источника возбуждения;
- 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.

4 Превышение уровней ионизирующих излучений

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно [7].

Основным источником ионизирующего излучения является сварка, которая проводится непосредственно в ремонтном котловане.

Для защиты от ионизирующего излучения работки применяют специальные костюмы, перчатки и маску, которая сводит к минимуму влияние данного излучения на человека.

5 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работы не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [13].

6 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. 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 паров нефти ПДК равно 10 мг/м³ [2].

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 («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ), защитных очках и комбинезонах [13].

7 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

энцефалита. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Так как работы производятся в летний период.

Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты от клещей: репеллентами и акарицидами (для пропитки одежды и смазывания открытых участков тела).

В весенне-летний период времени необходимо проводить регулярные самоосмотры одежды и взаимоосмотры и не реже 2-х раз в течение рабочего дня осмотры тела (во время перерыва и по окончании работ). Обнаруженных клещей снять и сжечь. Осмотры проводятся под наблюдением специалиста ответственного за работу в данном районе.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ подводного перехода магистрального нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов [3].

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)

Скорость движения автотранспорта по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должна превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

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 (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

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

Для проезда строительной техники через действующие трубопроводы и другие подземные коммуникации предусмотрено устройство переездов, обеспечивающих их сохранность и безопасную эксплуатацию.

					Социальная ответственность	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Электрический ток

Напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений [2]:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза [9].

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

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 и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки [9].

3. Пожарная безопасность

При производстве работ есть вероятность возникновения пожара или взрыва. В соответствии с частью 1 статьи 5 ФЗ-123 каждый объект должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности, включающую в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, а также комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

В целях предотвращения аварийных ситуаций, которые представляют для объекта пожарную опасность, необходимо контролировать соблюдение следующих требований для технологических трубопроводов НПС, согласно ВППБ 01-05-99 [16].

- На технологические трубопроводы НПС должна быть составлена схема, на которой каждый трубопровод должен иметь обозначение, а запорная арматура номер. Трубопроводы окрашиваются в

					Социальная ответственность	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

соответствии с требованиями действующих стандартов с нанесением стрелок, указывающих направление потока.

- Обслуживающий персонал обязан знать технологическую схему трубопроводов, расположение задвижек и их назначение и уметь переключать задвижки в соответствии с ПЛА.
- Технологические трубопроводы должны оборудоваться вспомогательной обвязкой и передвижными откачивающими средствами для освобождения от нефти при аварии, пожаре или ремонте. Запорная арматура должна иметь указатели «Открыто» - «Закрыто».
- Не допускается применение заглушек для отключения трубопровода, останавливаемого на длительное время, от другого трубопровода, находящегося под давлением.
- Лотки, в которых находятся технологические трубопроводы, необходимо присоединять к производственно-ливневой канализации и периодически промывать водой от скопившейся грязи и отходов нефти.
- При ремонте трубопроводов применяемые фасонные соединительные детали, прокладки и крепежные изделия по качеству и технической характеристике материала должны отвечать требованиям соответствующих стандартов или технических условий.
- Во избежание образования пробок в трубопроводах, по которым транспортируются нефти с температурой застывания, близкой к нулю и выше, необходимо постоянно контролировать обогрев этих трубопроводов и арматуры, а так же исправность теплоизоляции. Для отогрева трубопровода и узлов задвижек можно применять только пар, горячую воду или нагретый песок, а так же использовать электроподогрев во взрывозащищенном исполнении.
- При прокладке технологических трубопроводов в каналах и траншеях (открытых и закрытых) необходимо осуществлять контроль за исправным состоянием разделительных глухих перемычек (диафрагм) из несгораемых материалов в местах прохода через стены, а также противопожарных отсыпок из песка или гравия длиной по 4 м, на расстоянии друг от друга не более 80 м;
- Технологические трубопроводы, арматуру и устройства на них следует периодически осматривать и обслуживать согласно утвержденным графикам и регламентам работ. Результаты осмотров

необходимо заносить в журнал осмотров и ремонтов технологических трубопроводов.

- Ремонтные работы на трубопроводах ГУС необходимо проводить на отглушенных и очищенных от конденсата и паров нефти участках трубопровода, при наличии наряда-допуска [16].

Так же должны соблюдаться и общие требования, которые предъявляются к объектам повышенной опасности:

- все оборудование, применяемое для проведения работ, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении;
- место проведения работ должно быть оборудовано необходимыми средствами пожаротушения;
- место проведения работ должно быть оборудовано средствами для оказания медицинской помощи при ожогах, и прочих видов термического воздействия на организм человека, в том числе ожог дыхательных путей и внутренних органов;
- не допускается присутствие посторонних лиц на месте проведения работ;
- при работе с приборами допускаются рабочие прошедшие проверку знаний по охране труда, электробезопасности, пожарно-технической безопасности, промышленной безопасности и имеющие соответствующие удостоверения, а так же удостоверения по технике безопасности и рабочей специальности;
- допускаются лица, достигшие 18 лет;
- работники должны иметь спец. одежду и индивидуальные средства защиты;
- весь персонал должен быть ознакомлен с техникой безопасности путем инструктажей.

К необходимым средствам пожаротушения относятся первичные средства тушения пожаров.

В состав первичных средств тушения пожаров должно входить следующее оборудование:

- ящики с песком;
- кошма 1x1 м², асбестовое полотно;
- огнетушители;
- водопроводная вода.

Асбестовое полотно и одеяло из кошмы применяют для тушения веществ и материалов, горение которых прекращается без доступа воздуха.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Этими средствами полностью покрывают очаг пожара. Эти средства эффективны при пожаре, возникающем на гладкой поверхности (по полу помещения) и площади загорания меньше размера полотна или одеяла.

Песком тушат или собирают небольшие количества пролившихся ЛВЖ, ГЖ или твердых веществ, которые нельзя тушить водой.

Огнетушители - переносное или передвижное устройство, предназначенное для тушения очага пожара оператором за счет выпуска огнетушащего вещества, с ручным способом доставки к очагу пожара, приведения в действие и управления струей огнетушащего вещества.

По содержанию огнетушащего вещества и функциональному назначению огнетушители делятся на углекислотные, воздушно – пенные, порошковые и аэрозольные огнетушители [16].

5.2 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при ремонте магистрального нефтепровода выполнены в соответствии с рабочим проектом.

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. Влияние аварий МН на экологию представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Влияние аварий МН на экологию.

Объект	Влияние на геосферу	Способы борьбы
Атмосфера	Легкие нефтепродукты в значительной степени разлагаются и испаряются еще на поверхности почвы, легко смываются водными потоками. Путем испарения из почвы удаляется от 20 до 40 % легких фракций нефти. Летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество серьезно пострадавших может составлять тысячи человек.	Снижение температуры нефти и нефтепродуктов, улучшение герметизации емкостей, установки улавливающие пары углеводородов.
Литосфера	Эффект тяжелых фракций проявляется	Внесение минеральных

	позже. Тяжелые фракции нефти малоподвижны и могут создавать устойчивый очаг загрязнения, очищение природной среды от них протекает с трудом. Тяжелые нефти, содержащие значительное количество смол, асфальтенов и тяжелых металлов, оказывают не только токсичное воздействие на организмы, но и значительно изменяют воднофизические свойства почв. Они ухудшают водно-физические свойства почв из-за цементации порового почвенного пространства. Попадание парафиновой нефти в почву ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок. Они опасны для почвы, так как, имея низкую температуру застывания, они прочно закупоривают поры и каналы почвы, по которым происходит обмен веществ между почвой и сопредельными средами.	удобрений, извести, рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода и окисления нефти и нефтепродуктов.
Гидросфера	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 организмами, повторной седиментации, эмульгированию, образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению.	Применение нефтесборщиков, сорбентов, боновых заграждений.
Биосфера	Любая из форм серы, находящейся в нефти (сероводород, сульфиды, меркаптаны, свободная сера), оказывает токсичное воздействие на живые организмы. А так же нефть замедляет процесс роста растений, хлороз, некроз. Происходит нарушение функции фотосинтеза и дыхания. Эти вещества малодоступны микроорганизмам, процесс их деструкции идет очень медленно, иногда десятки лет. Наблюдается недоразвитие растений вплоть до отсутствия генеративных органов. Под влиянием углеводородов отмечается гибель неустойчивых видов растений. Вследствие этого происходит обеднение видового	Технология биоремедиации в основе которой лежит использование специальных микроорганизмов на основе окисления углеводорода или биохимических препаратов.

	состава растительности, формирование ее специфических ассоциаций вдоль технических объектов, изменение нормального развития водных организмов. Отмечается олуговение, формирование болотной растительности, появление галофитных ассоциаций. Изменяется химический состав растений, в них происходит накопление органических (включая ПАУ) и неорганических загрязняющих веществ. Происходят изменения в структуре биоценозов: в почвах изменяется состав почвенных обитателей, в водоемах обедняется видовой состав и численность ихтиофауны вплоть до полного замора рыб, в наземных экосистемах изменяется численность птиц и млекопитающих.	
--	--	--

Экологический мониторинг проводится с целью обеспечения экологической безопасности объекта и для уменьшения неблагоприятных последствий изменения состояния окружающей среды при ремонте и эксплуатации проектируемого объекта.

В процессе экологического мониторинга осуществляется отслеживание экологической обстановки в зоне влияния рассматриваемого объекта и сопоставление фоновой и фактической ситуации.

Финансирование деятельности по осуществлению экологического мониторинга в период эксплуатации выполняется за счет эксплуатационных затрат, при ремонте – за счет накладных расходов.

В период нормальной эксплуатации МН негативного воздействия на окружающую среду не происходит, так как отсутствуют источники загрязнения атмосферы, сбросов и загрязнений земельных ресурсов. В связи с отсутствием негативного воздействия проведение постоянных наблюдений за окружающей средой не требуется.

Тем не менее, проектом рекомендуется проведение локального экологического мониторинга при эксплуатации рассматриваемого участка МН.

Для проведения локального экологического мониторинга выполняется производственный экологический контроль.

Порядок проведения производственного эколого-аналитического контроля (ПЭАК) определяется планам-графиками, которые составляются

при разработке томов ПДВ, ПДС, лимитов на размещение отходов и разрешительной документации, где указаны условия лицензионной деятельности.

Мониторинг поверхностных вод включает контроль качества водыв двух створах, расположенных в 500 м выше и в 500 м ниже по течению от створа подводного перехода. Контролируемое вещество – нефтепродукты. Периодичность контроля – один раз в год.

При обоснованном требовании государственных природоохранных служб осуществляется контроль за содержанием нефтепродуктов в грунтовой воде и донных отложениях в местах МН. При обнаружении увеличения содержания нефтепродуктов в поверхностных водах при проведении ПЭАК воды в реке Заказчик обязан будет провести мониторинг подземных вод, включающий в себя ведение наблюдений за состоянием подземных вод.

При проектировании основными мероприятиями по защите подземных вод в период эксплуатации нефтепродуктопровода являются: исключение сброса стоков вод в подземные воды и усиленная изоляция труб.

Мониторинг земель выполняется независимо от форм собственности на землю и характера использования земельных ресурсов. При эксплуатации МН осуществляется локальный мониторинг земель. Периодичность наблюдения – один раз в год, постоянно, в течение всего периода эксплуатации нефтепродуктопровода.

Мониторинг земель включает в себя следующие наблюдения:

- за процессами, связанными с развитием водной и ветровой эрозии;
- за заболачиванием;
- за загрязнением земель нефтью;
- за процессами, вызванными образованием оврагов.

Оценка состояния земель выполняется визуально при осмотре участка МН обходчиками.

В случае обнаружения высокого уровня загрязнения почв разрабатываются мероприятия по их рекультивации.

Мониторинг земель включает контроль над соблюдением за целевым использованием земель в охранной зоне МН.

Для своевременного обнаружения утечек производится измерение количества нефти в начале и в конце контролируемого участка трубопровода, разрабатываются и внедряются системы по обнаружению утечек: параметрическая и по волне давления, которые позволяют отследить и обнаружить утечку нефти на участке МН.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Проектной документацией предлагается проведение экологического мониторинга до начала ремонта, во время его, и после завершения ремонтных работ. Мониторинг направлен на получение информации о фактическом состоянии компонентов природной среды.

Мониторинг земель при выполнении ремонтных работ на нефтепродуктопроводе осуществляется локальными силами:

В процессе мониторинга земель ведутся наблюдения:

- за границами изъятия земель в краткосрочную аренду;
- за состоянием земель стоянок техники и мест временного размещения отходов.

Оценка состояния земель выполняется путем сравнения фактических показателей с исходными и проектными.

Объектами контроля за загрязнением почвы отходами являются ремонтные площадки.

Мониторинг загрязнения атмосферы в период ремонта дефектных секций МН проводить не требуется, так как негативного воздействия на воздух ближайшего населенного пункта не произойдет.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это процесс возникновения в течение короткого периода времени экстремальных условий для человека, преодоление которых требует высокого уровня физической, физиологической, психологической, моральной адаптированности. Таким образом, в чрезвычайных ситуациях возникают экстремальные условия для человека.

Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера.

Наиболее вероятна чрезвычайная ситуация связанная с выходом нефти на поверхность земли, может произойти отрицательное воздействие на поверхность земли, воды, и атмосферный воздух. Последствия загрязнения проявляются в течение длительного времени.

Охрана земельных угодий при аварии заключается в следующем:

- отключение аварийного участка;
- локализация аварийного разлива;
- устранение аварийной ситуации.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Для ликвидации загрязнения атмосферного воздуха при аварийной ситуации следует в кратчайшие сроки ликвидировать загрязнения поверхности земли и воды. Взаимодействие нефти с водой характеризуется сложными физико-химическими процессами. Основными из них являются растекание, испарение, диспергирование, эмульгирование, окисление, биodeградация, седиментация.

Для исключения возникновения аварийных ситуаций рекомендуется:

- своевременно проводить планово-предупредительные ремонты;
- запретить оставлять открытой запорную арматуру на неработающем нефтепродуктопроводе;
- исполнителей работ обязательно ознакомить с правилами ведения работ в охранной зоне МН.

В связи с тем, что загрязнение окружающей среды при аварийных разливах нефти не подлежит нормированию, вся масса происходивших при этом выбросов углеводородов в атмосферу, масса нефти, загрязнившей земли, должна учитываться как сверхлимитная.

Плата за загрязнения окружающей среды разлившейся нефтью при авариях на МН не освобождает эксплуатирующие их предприятия от своевременного проведения мероприятий по ликвидации последствий аварийных разливов нефти и соблюдения требований и правил, предусмотренных Федеральным законом № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [8]. Величина ущерба определяется после возникновения аварийной ситуации по реальным показателям:

- количество вылившейся из нефтепродуктопровода нефти и распределение ее по компонентам окружающей среды;
- площадь и степень загрязнения земель;
- количество углеводородов, выделившихся в атмосферу.

Мероприятия, состав аварийных средств для ликвидации возможного аварийного разлива нефти должны соответствовать существующему «Плану по ликвидации возможных аварий на линейной части магистральных нефтепродуктопроводов».

В случае повреждения нефтепродуктопровода или при обнаружении выхода нефти при выполнении работ руководитель работ обязан:

- прекратить все работы в охранной зоне нефтепродуктопровода;
- заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

- вывести персонал из зоны аварии и организовать охрану зоны аварии для предотвращения доступа посторонних лиц;
- отвести технические средства на безопасное расстояние вне зоны аварии;
- известить диспетчера РНУ аварии;
- оградить место аварии аварийными знаками, флажками;
- до прибытия на место аварии руководителя аварийной бригады действовать согласно оперативной части «Плана по ликвидации возможных аварий на ЛЧ МНПП»;
- по прибытии на место аварии руководителя аварийной бригады выполнять его распоряжения согласно «Плану по ликвидации возможных аварий на ЛЧ МНПП».

Мероприятия, состав аварийных средств для ликвидации возможного аварийного разлива нефти должны соответствовать существующему «Плану по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистральных нефтепродуктопроводах».

В случае повреждения нефтепродуктопровода или при обнаружении выхода нефти при выполнении работ руководитель работ обязан:

- прекратить все работы в охранной зоне нефтепродуктопровода;
- заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;
- отвести технические средства на безопасное расстояние вне зоны аварии, плавсредства выше по течению;
- известить оператора НПС или диспетчера РНУ об аварии;
- оградить место аварии аварийными знаками, флажками;
- по прибытии на место аварии руководителя аварийной бригады выполнять его распоряжения согласно «Плану ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН) на ППМНПП».

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Согласно Трудовому кодексу РФ [14] работник имеет право на

- заключение, изменение и расторжение трудового договора в порядке и на условиях, которые установлены настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- предоставление ему работы, обусловленной трудовым договором;
- рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором;
- своевременную и в полном объеме выплату заработной платы в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;
- отдых, обеспечиваемый установлением нормальной продолжительности рабочего времени, сокращенного рабочего времени для отдельных профессий и категорий работников, предоставлением еженедельных выходных дней, нерабочих праздничных дней, оплачиваемых ежегодных отпусков;
- полную достоверную информацию об условиях труда и требованиях охраны труда на рабочем месте;
- профессиональную подготовку, переподготовку и повышение своей квалификации в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- объединение, включая право на создание профессиональных союзов и вступление в них для защиты своих трудовых прав, свобод и законных интересов;
- участие в управлении организацией в предусмотренных настоящим Кодексом, иными федеральными законами и коллективным договором формах;
- ведение коллективных переговоров и заключение коллективных договоров и соглашений через своих представителей, а также на информацию о выполнении коллективного договора, соглашений;
- защиту своих трудовых прав, свобод и законных интересов всеми не запрещенными законом способами;

- разрешение индивидуальных и коллективных трудовых споров, включая право на забастовку, в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- обязательное социальное страхование в случаях, предусмотренных федеральными законами.

Работник обязан:

- добросовестно исполнять свои трудовые обязанности, возложенные на него трудовым договором;
- соблюдать правила внутреннего трудового распорядка;
- соблюдать трудовую дисциплину;
- выполнять установленные нормы труда;
- соблюдать требования по охране труда и обеспечению безопасности труда;
- бережно относиться к имуществу работодателя (в том числе к имуществу третьих лиц, находящемуся у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества) и других работников;
- незамедлительно сообщить работодателю либо непосредственному руководителю о возникновении ситуации, представляющей угрозу жизни и здоровью людей, сохранности имущества работодателя (в том числе имущества третьих лиц, находящегося у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества).

Продолжительность ежедневной работы (смены) для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать:

- при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов.

Коллективным договором может быть предусмотрено увеличение продолжительности ежедневной работы (смены) по сравнению с продолжительностью ежедневной работы (смены), установленной частью

второй настоящей статьи для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, при условии соблюдения предельной еженедельной продолжительности рабочего времени (часть первая статьи 92 настоящего Кодекса) и гигиенических нормативов условий труда, установленных федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации [14].

В случае если для проведения работ задействованы работники, работающие по вахтовому методу, то режим работы изменяется следующим образом:

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном Трудовым Кодексом РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие.

В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни между вахтового отдыха.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам работодателей, не относящихся к бюджетной сфере, надбавка за вахтовый метод работы выплачивается в размере и порядке, устанавливаемых коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
- в районах Крайнего Севера - 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера - 16 календарных дней.

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте. Гарантии и компенсации работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из тех же или других районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей, устанавливаются в соответствии с главой 50 настоящего Кодекса.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану 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 [1]:

- 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 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 [9].

Инструктажи по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводят инженер по охране труда (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности (ответственный за проведение работ из ряда ИТР, начальник структурного подразделения или иное лицо, имеющее на это право).

Необходимо проведение регулярных практических занятий для приобретения устойчивых навыков использования необходимых технических средств, СИЗ, приспособлений и соблюдения необходимых мер безопасности в период проведения учебных мероприятий.

Лица, виновные в нарушении настоящих правил, несут ответственность (дисциплинарную, административную или иную) в порядке, установленном действующим законодательством [1].

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы были проанализированы основные нормативные требования к технологиям устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций.

Поставленная цель работы, а именно поиск наиболее подходящей технологии устранения дефектов на магистральных трубопроводах методом установки ремонтной конструкции была выполнена: данной технологией оказалась композитно-муфтовая технология. Применение КМТ позволяет повысить безопасность ремонта, так при проведении работ по установке композитной муфты исключаются сварочные работы на поверхности нефтепровода, который находится в эксплуатации, а также снизить стоимость проведения и трудоемкость работ. Основным недостатком применяемой технологии является необходимость обеспечения температуры окружающей среды и перекачиваемого нефтепродукта в диапазоне от 3 до 25 °С.

В качестве рассматриваемого объекта был взят виртуальный магистральный нефтепровод, был проведен его расчет на прочность и устойчивость. В результате полученных данных прочность и устойчивость рассматриваемого магистрального нефтепровода подтвердилась.

					Совершенствование методов устранения дефектов на МН методом установки ремонтных конструкций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Коновалов Б. Б.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Рвковод.		Радюк К.Н					85	97
Консульт.						НИ ТПУ ИПР гр. 2Б3А		
Н.Контр.								
И.о.зав. каф		Бурков П.В						

Список использованных источников

1. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013. – С. 40-45.
2. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С, Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – С. 23-25.
3. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
4. СНиП 2.05.06-85* Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы
5. РД-19.100.00-КТН-001-10. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов
6. Fletcher S. US Senate ready to act on pipeline safety // Oil & Gas Journal. – 2010. – P. 58-60.
7. Черняев К.В., Васин Е.С. Система безопасной эксплуатации и продления срока службы магистральных нефтепроводов / Трубопроводный транспорт нефти – М.: 1998. – №11. – С. 16-21.
8. ОР-20.02-74.20.36-КТН-006-1-05 Регламент о порядке организации работ по выбору и предоставлению земельных участков для строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть».
9. СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ»
10. ОР-91.010.30-КТН-345-09 Порядок разработки проектов производства, работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
11. РД-91.010.30-КТН-246-09 Положение по разработке проектов организации строительства, (в составе проектной и рабочей

					Совершенствование методов устранения дефектов на МН методом установки ремонтных конструкций								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Коновалов Б. Б.			Список использованных источников				Лит.	Лист	Листов		
Рvковод.		Радюк К.Н									86	97	
Консульт.									НИ ТПУ ИПР гр. 2Б3А				
Н.Контр.													
И.о.зав. каф		Бурков П.В											

документации) для строительства и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть».

12. ВСН 31-81 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности.
13. ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 с изм. №0-4 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов.
14. ОР-19.100.00-КТН-010-10 Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов.
15. ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля.
16. ОР-03.120.00-КТН-071-09 Требования к аттестации специалистов неразрушающего контроля, выполняющих работы на объектах ПАО «Транснефть».
17. РД-23.040.00-КТН-090-07 с изм. № 1-5 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
18. РД-75.180.00-КТН-164-06 Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов.
19. РД-23.040.00-КТН-386-09 Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа.
20. РД-25.160.00-КТН-011-10 Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.
21. НиП II-12-77 Нормы проектирования. Защита от шума.
22. НРБ-76/87 Нормы радиационной безопасности.
23. Федеральный закон № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.
24. Федеральный Закон №116 О промышленной безопасности опасных производственных объектов.
25. Антипьев В. Н., Прокофьев В. В., Смирнов В. А. Методика проведения планово-предупредительного ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов АООТ «Сибнефтепровод» // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 5. – С. 93-97.
26. Платонов А. Н. Прочность трубопровода в зоне установленной муфты: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук. (25.00.19) / Платонов Александр Николаевич; ОАО институт «Гипротюменьнефтегаз». – г. Тюмень, 2005. – 20 с.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87