

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Сравнительный анализ методов ремонта подводного перехода участка магистрального нефтепровода « XXXXXXXXXX » через реку XXXX »

УДК 622.692.4.053.004.5(204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Шамурадов Андрей Одилович		22.05.2017

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ТХНГ	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		22.05.2017

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н.		22.05.2017

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Н.В.	к.т.н.		22.05.2017

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ИЯПР	Коротченко Т.В.	к.ф.н.		22.05.2017

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.о. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		22.05.2017

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
И.о. Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) Бурков П.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Шамурadow Андрeю Одilовичу

Тема работы:

«Сравнительный анализ методов ремонта подводного перехода участка магистрального нефтепровода []» через реку []»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 19.04.2017 г. №2696/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

22.05.2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объект исследования – участок подводного перехода магистрального нефтепровода « [] ».

Предмет исследования – методы ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов: (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).	1. Анализ дефектов трубопроводов, оказывающих влияние на работу магистральных нефтепроводов. 2. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода. 3. Анализ существующих способов ремонта подводных переходов магистральных нефтепроводов и выбор оптимального метода для конкретного эксплуатационного участка.
--	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Технологическая схема расположения основной техники и котлованов при ремонте секции трубопровода «XXXXXXXXXX» XXXX км. Схема монтажа герметизирующей камеры XXXX.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, доцент
«Социальная ответственность»	Маланова Наталья Владимировна, инженер

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

The substantiation of the need for repairing the site of the XXXXXXXXXX oil pipeline XXXX km
Характеристика объекта и условия осуществления выполнения работ по устранению дефектов
Проведение ремонта участка магистрального нефтепровода методом установки муфты с помощью герметизирующей камеры
Проведение ремонта участка магистрального нефтепровода методом XXXXXXXXXX
Сравнительный анализ способов ремонта подводного перехода методом конечных элементов
Расчетно-технологическая часть

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2017
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ТХНГ	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		15.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Шамуратов Андрей Одилович		15.03.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Шамурадову Андрею Одиловичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка целесообразности проведения ремонта подводного перехода с помощью установки муфты для уменьшения затрат на производство работ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Сметный расчет на ремонт подводного перехода.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сравнение эффективности проведения ремонта методом установки муфты с методом «[REDACTED]».

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ
2. Таблицы [REDACTED]

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		15.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Шамурадов Андрей Одилович		15.03.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Шамуратову Андрею Одиловичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	Работы по обслуживанию и ремонту магистрального участка трубопровода производятся в основном на открытой местности в сложных природно-климатических условиях.
---	---

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: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. 2. Превышение уровней шума и вибрации. 3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 1. Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования. 2. Повышенный уровень электромагнитных излучений. 3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. 4. Пожаровзрывобезопасность.
2. Экологическая безопасность:	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы). 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы). 3. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	1. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 2. Выбор наиболее типичной ЧС. 3. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС. 4. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1. Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства. 2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2017
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Н.В.	К.Т.Н.		15.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Шамурадов Андрей Одилович		15.03.2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 108 с., 20 рис., 26 табл., 43 источника, 2 прил.

Ключевые слова: ремонт, герметизирующая камера, сравнение, расчет, подводный переход, охрана труда, магистральный нефтепровод.

Объектом исследования является участок подводного перехода магистрального нефтепровода «».

Цель работы: Сравнение эффективности капитального ремонта подводного перехода методом «CIPP» и методом с применением ремонтной конструкции П4.

В процессе исследования проведен анализ современных методов ремонта подводных переходов. Предложен способ санации, ранее не используемый при ремонте данного технологического объекта с целью увеличения его безаварийного срока эксплуатации.

Методология проведения работ: основные технологические расчеты проведены на основе СП 36.13330.2012 и при помощи программного комплекса «Ansys».

Полученные результаты: определены характеристики, позволяющие оценивать напряженно-деформированное состояние трубопровода при наличии дефекта сварного шва, выявлены наиболее опасные участки, подверженные интенсивному разрушению.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, монтаж герметизирующей камеры, сварочно-монтажные работы ремонтной конструкции .

Область применения: типовые проектные и технологические документы.

Экономическая эффективность/значимость работы: Сравнение финансовых затрат при использовании различных технологий ремонта подводного перехода.

Термины и определения

Магистральный нефтепровод - инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям, перевалку на другой вид транспорта.

Линейная часть магистрального нефтепровода - совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приемо-сдаточными пунктами, и сооружений, входящих в состав нефтепровода.

Переход нефтепровода подводный - участок нефтепровода, проложенного через судоходные водные преграды или несудоходные водные преграды шириной по зеркалу воды в межень 10 м и более и глубиной 1,5 м и более, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

Герметизирующая камера (кессон) - конструкция для образования под водой или в водонасыщенном грунте рабочей камеры, свободной от воды.

Внутритрубное диагностирование - вид технического диагностирования, состоящий из комплекса работ, обеспечивающих получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении, с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля, для выявления на основе этой информации наличия и характера дефектов.

Дефект, подлежащий ремонту (ДПР) - дефекты труб и сварных швов, а также конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральных и технологических нефтепроводах, которые не соответствуют требованиям нормативных документов и подлежат устранению.

Дополнительный дефектоскопический контроль - комплекс работ, проводимых в целях уточнения параметров дефектов участка после

выполнения внутритрубного диагностирования, акустико-эмиссионного контроля или электрометрического диагностирования.

Дефект магистрального трубопровода - отклонение геометрического параметра трубы, сварного шва, качества материала трубы, не соответствующее требованиям действующих нормативных документов, возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации трубопровода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные трубопроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем.

Дефекты стенки трубы - дефекты, не приводящие к изменению проходного сечения трубы.

Авария на подводном переходе - событие, связанное с возникновением неконтролируемой утечки нефти в результате разрушения или повреждения трубопровода из-за коррозионного износа, воздействия потока воды, волокуш, якорей и др.

Инцидент - отказ или повреждение оборудования, технических устройств, применяемых на объектах, отклонение от режима технологического процесса, нарушение положений Федерального закона о промышленной безопасности опасных производственных объектов, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на объектах магистрального нефтепровода.

Обозначения и сокращения

ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд;

ДДК - дополнительный дефектоскопический контроль;

ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода;

ДПР - дефект, подлежащий ремонту;

ПОР – дефект первоочередного ремонта;

КМТ – композитно-муфтовая технология;

ПВК – контроль проникающими веществами;

УЗК – ультразвуковой контроль;

ТУ – технические условия;

ПП – подводный переход;

АВР - аварийно восстановительные работы;

ГК – герметизирующая камера;

УВ – углеводороды.

Оглавление

	Стр
Введение	13
1. The substantiation of the need for repairing the site of the [REDACTED] oil pipeline [REDACTED]	16
1.1. Repair of underwater crossing using "Pipe in a pipe" construction without destruction	21
1.2. Method of repair "Pipe in a pipe" with the destruction of the old pipeline	24
1.3. Repair of underwater crossing with replacement of the defect section	25
1.4. Repair with lifting of the pipeline section above the water surface in winter time from ice	28
1.5. Repair of underwater crossing with the use of caissons and semi-caissons	31
1.6. Repair with the use of high-pressure hose Primus-line	33
1.7. U-liner repair method	34
2. Характеристика объекта и условия осуществления выполнения работ по устранению дефектов	37
2.1. Геологическая характеристика	37
2.2. Гидрологическая характеристика реки	38
3. Проведение ремонта участка магистрального нефтепровода методом установки муфты с помощью герметизирующей камеры	41
3.1 Метод производства работ	41
3.2 Устранение дефекта на ППМН методом установки муфты с помощью герметизирующей камеры	43
3.3 Организация и технология производства изоляционных работ	45
3.3.1 Очистка наружной поверхности трубы	45
3.3.2 Нанесение изоляционного покрытия	46
3.4 Работы по монтажу/демонтажу балластировки и снятие футеровки	48
3.4.1 Демонтаж балластировки и футеровки	48
3.4.2 Восстановление балластировки	50
4. Проведение ремонта участка магистрального нефтепровода методом [REDACTED]	51
4.1 Ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » [REDACTED] км с применением технологии « [REDACTED] »	56
5. Сравнительный анализ способов ремонта подводного перехода методом конечных элементов.	58
6. Расчетно-технологическая часть	60
6.1. Определение толщины стенки трубопровода	61
6.2. Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении	63
6.2.1. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций	66

6.3.	Расчет параметров моделирования трубопровода	68
7.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	71
7.1.	Расчет времени на проведение мероприятия	72
7.2.	Расчет количества необходимой техники и оборудования	72
7.3.	Затраты на амортизационные отчисления	73
7.4.	Затраты на материалы	77
7.5.	Расчет затрат на электроэнергию	78
7.6.	Расчет фонда оплаты труда	79
7.7.	Страховые взносы во внебюджетные фонды	80
7.8.	Затраты на проведение мероприятия	82
8.	Социальная ответственность	84
8.1.	Производственная безопасность	84
8.1.1.	Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	84
8.1.2.	Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов	85
8.2.	Экологическая безопасность	93
8.2.1.	Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду	93
8.2.2.	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	94
8.3.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	97
8.3.1.	Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые может инициировать объект исследования.	97
8.3.2.	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	97
8.4.	Правовые вопросы обеспечения безопасности	99
8.4.1.	Специальные правовые нормы трудового законодательства.	99
8.4.2.	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.	101
	Заключение	102
	Список используемых источников	103
	Приложение А	107
	Приложение Б	108

ВВЕДЕНИЕ

Система магистральных нефтепроводов России имеет вековую историю, сформировавшуюся в особых условиях размещения пунктов добычи и переработки нефти. На сегодняшний день в системе трубопроводов [REDACTED] эксплуатируется порядка [REDACTED] труб. Из них [REDACTED] нефтепроводов имеют срок эксплуатации до [REDACTED], [REDACTED] лет и свыше [REDACTED] эксплуатируется [REDACTED] нефтепроводов [40].

Для стабильного функционирования трубопроводной системы и выполнения задач по надежному снабжению нефтью потребителей необходима надежная и безопасная работа всех объектов и сооружений, входящих в комплекс «магистральный нефтепровод». Стратегически важными объектами в этом комплексе являются подводные переходы. Отказы и аварии на подводных переходах по экологическим и экономическим соображениям приводят к чрезвычайным последствиям, т.к. устранение аварийных ситуаций сопряжено с большими затратами ресурсов и времени.

Рассматривая подводный переход магистрального нефтепровода, в сложных природно – климатических условиях как наиболее потенциально опасный участок, следует исходить из позиции практического отсутствия его ремонтнопригодности в течение всего срока эксплуатации. Поэтому все мероприятия, проводимые при капитальном ремонте и реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов, должны быть направлены на повышенную надежность этого участка – безаварийность и безотказную работу в течение всего срока эксплуатации.

					«Сравнительный анализ методов ремонта подводного перехода участка магистрального нефтепровода «[REDACTED]» через реку [REDACTED]»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Шамуратов А.О.			Введение		
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
И.о.Зав.Каф		Бурков П.В..					
					Лит.	Лист	Листов
						13	108
					ТПУ ИПР гр. 2БМ5А		

Все это свидетельствует об актуальности темы исследования, как с теоретической, так и с практической точек зрения.

Цель работы. Сравнение эффективности капитального ремонта подводного перехода методом «CIPP» и методом ремонтной конструкции П4.

Объект исследования. Подводный переход магистрального нефтепровода «XXXXXXXXXX» через реку XXXX.

Предмет исследования. Технология восстановления несущей способности участка подводного перехода магистрального нефтепровода.

Практическая новизна. Применение метода санации подводного перехода магистрального нефтепровода ранее не используемого при ремонте данного технологического объекте.

Практическая значимость. Полученные данные могут быть использованы при составлении проекта производства работ для подводных переходов магистральных нефтепроводов.

Апробация работы. Основные результаты работы были доложены на XVIII Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова: Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния нефтепровода под влиянием коррозионного износа.

Задачи исследования. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

– Сравнение основных существующих методов ремонта подводных переходов магистральных нефтепроводов, основываясь на международном и российском опыте эксплуатации;

– Обоснование применения технологии, ранее не используемой при ремонте для данного технологического объекта, с целью увеличения безаварийного срока службы трубопровода;

– Разработка алгоритма применения методики ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода к конкретному технологическому объекту с учетом его специфики;

					Введение	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– Исследование напряженно-деформированного состояния участка подводного перехода, методом компьютерного моделирования, с учетом его характеристик;

– Проведение технико-экономического обоснования рациональности рассматриваемого метода ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода.

Обеспечение стабильного функционирования, надежности и безопасности магистральных нефтепроводов входит в ряд первоочередных задач при их строительстве и эксплуатации любой трубопроводной системы.

С точки зрения эксплуатационной надежности МН к участкам с повышенным риском эксплуатации можно отнести переходы через естественные и искусственные преграды.

Повышенный риск эксплуатации любого подводного перехода по сравнению с основной частью магистрального трубопровода определяется не столько вероятностью возникновения аварийной ситуации, а сколько большими экологическими проблемами и экономическими затратами на устранение ее последствий.

Сроки ликвидации аварий и инцидентов на ППМН во много раз превышают аналогичные показатели на сухопутной части нефтепроводов, а их ремонт по сложности и затратам сопоставим со строительством нового.

По результатам внутритрубной диагностики на подводном переходе «[REDACTED]» через [REDACTED] был выявлен дефектный сварной стык, который классифицируется как трещина и относится к дефекту первоочередного ремонта.

На основании проведенного анализа данных внутритрубной диагностики специалистами центра [REDACTED] было принято решение о необходимости проведения ремонта дефектного участка подводного перехода МН «[REDACTED]» методом установки ремонтной конструкции [REDACTED].

					Введение	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТА УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА МЕТОДОМ [REDACTED]

Сущность способа – это протягивание в восстанавливаемый трубопровод гибкого полимерного рукава, пропитанного смолой, с последующей полимеризацией и отверждением пропиточной композиции.

Данный метод основан на известной технологии установки в существующий трубопровод мягкого полимерного рукава [REDACTED] (рисунок 14). На заводе изготавливается мягкий полимерный рукав, состоящий из нескольких слоев полиэфирного фетра, имеющий защитное полимерное покрытие на внутреннем слое. Затем рукав пропитывается составом, содержащим полиэфирные или эпоксидные смолы с различными добавками, упаковывается в контейнер со льдом, препятствующим началу процесса полимеризации.

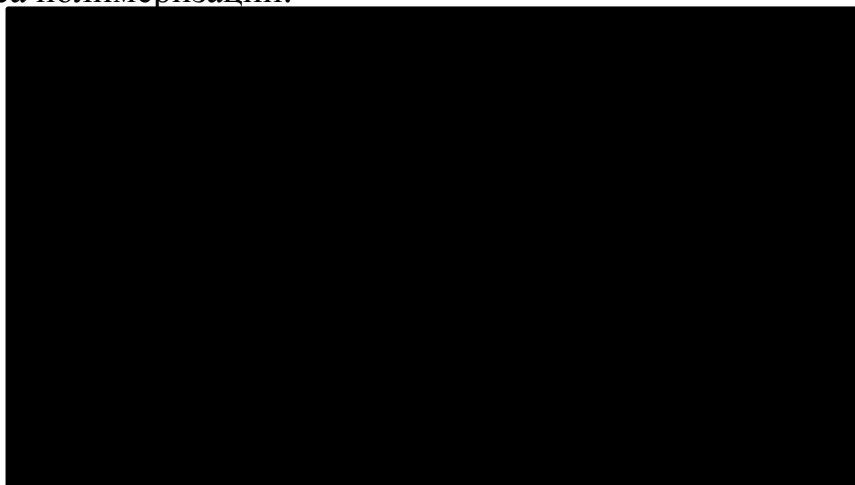


Рисунок 14 – Поперечное сечение синтетического рукава [REDACTED] [43]

Методика работы

Прежде чем приступать к работам по восстановлению подводного перехода, необходимо убедиться в том, что это технически возможно, и при отрицательном результате выбрать один из традиционных методов.

					«Сравнительный анализ методов ремонта подводного перехода участка магистрального нефтепровода «[REDACTED]» через реку [REDACTED]»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шамуратов А.О.			4. Проведение ремонта участка магистрального нефтепровода методом [REDACTED]		Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.						Листов
Консульт.								51
И.о.Зав.Каф		Бурков П.В.						108
					ТПУ ИПР гр. 2БМ5А			

Сначала изучаются условия, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- диаметр от 150 до 2000 мм: ограничения накладываются в связи с тем, что рукав выпускается именно таких типоразмеров;
- протяженность от 80 м и более: санировать переходы меньшей протяженности нерентабельно и трудоемко;
- состояние старой трубы: труба не должна иметь сплошных разрывов;
- профиль подводного перехода: большое внимание уделяется количеству углов поворота и их геометрии. Чем меньше диаметр трубопровода, тем меньше углов поворота может пройти рукав и тем меньше может быть угол этого поворота. Так, при диаметре трубы свыше 1,5 м рукав способен преодолеть до пяти-шести поворотов и два из них могут быть 90°. А при диаметре 200 мм рукав с трудом может пройти четыре поворота по 45° (рисунок 15);

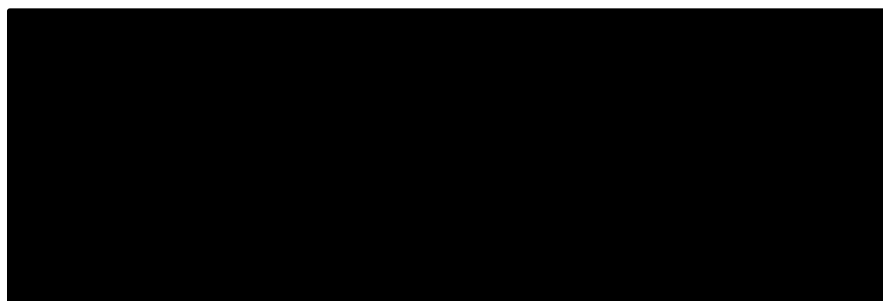


Рисунок 15 – Профиль подводного перехода [43]

- конструкционные особенности береговых сооружений: иногда подъездные пути к начальной и конечной точкам подводного перехода отсутствуют или затруднены. В этом случае к затратам на реконструкцию добавляются расходы на строительство подъездных путей, что увеличивает общую стоимость реконструкции;
- возможность отключения ПП на время проведения установки рукава: в некоторых случаях переходы не имеют параллельной нитки. Тогда дюкер не может быть выведен из эксплуатации, а это означает, что санирование невозможно;

					4. Проведение ремонта участка магистрального нефтепровода методом [REDACTED]	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- материал трубопровода.

Если трубопровод отвечает всем требованиям и было принято решение о санации, то на основании статического расчета выбирается толщина стенки материала рукава. В случае полного разрушения старой трубы, рукав должен выдерживать все действующие нагрузки. После этого можно приступать непосредственно к проведению работ.

Первым делом необходимо провести полную очистку внутренней полости трубопровода с целью удаления парафиновых отложений и прочих механических примесей.

Далее проводится телеобследование при помощи управляемого робота с закрепленной камерой, для определения эффективности очистки внутренней полости трубы. Робот представляет собой шасси с установленным на нем телеобъективом и мощными лампами освещения. Робот проезжает по трубе, и оператор видит состояние дюкера изнутри.

Для трубопроводов больших диаметров необходимо проводить осмотр наружной полости трубопровода с помощью водолазного обследования, для обнаружения посторонних предметов и дефектов тела трубы, которые могут помешать процессу санации. В случае обнаружения, все посторонние предметы и дефекты должны быть удалены, так как имеется высокая вероятность повреждения рукава во время санации [43].

Во время очистки также определяются габаритные размеры дюкера, его длина диаметр. Далее заказ на изготовление рукава поступает на завод. Изготовленные и пропитанные рукава доставляются на место установки, и начинается непосредственно процесс санации.

Изготовленный рукав доставляется на место проведения ремонтных работ. Далее в емкость с рукавом начинает подаваться сжатый воздух, под воздействием которого рукав, намотанный на бобину, начинает выворачиваться из находящегося на конце емкости фланца так, что пропитанный смолой слой рукав оказывается снаружи, а покрытый полимерной оболочкой – внутри. Начало рукава заводится в трубу, и он продолжает выворачиваться далее, до

самого конца ремонтируемого отрезка. Скорость подачи рукава в трубопровод составляет ██████ независимо от диаметра, подлежащего восстановлению трубопровода. После протяжки рукава на всю длину ремонтируемого участка подача воздуха прекращается, и в рукав вставляются металлические трубки, соединенные шлангами с приемным резервуаром. Постепенно воздух, которым наполнен рукав, начинает прогреваться паром, вырабатываемым парогенератором. Остатки воздуха удаляются через металлические трубки, закрепленные на концах рукава. Происходит прогрев рукава, смола твердеет и крепко приклеивается к старой трубе. Продолжительность этапов отверждения клеевого состава – не менее 5 часов при температуре пара 105°С. После прогрева рукав медленно остывает. Продолжительность этапа охлаждения не более 6 часов при температуре 50° С. Через несколько часов концы рукава обрезаются. Далее, остается лишь провести испытания отремонтированного трубопровода и подключить его к действующей сети. В результате получается новая труба на основе армированных композитных материалов, срок службы которой достигает 50 лет.

Весь процесс санации занимает до трех суток [43].

Область применения метода

Данным методом можно восстанавливать трубопроводы диаметром от 150 до 2000 мм и протяженностью до 1000 м. Однако, в случае санации больших трубопроводов, вес рукава может превышать максимальную разрешенную к перевозке грузоподъемность транспортных средств (20 т груза) [43]. Что также является минусом данного метода. В этом случае, необходимо получать специальные разрешения на перевозку, а также спецтранспорт.

Также, имеется возможность доставки рука и смол отдельно. Эта мера применяется для уменьшения общего веса рукава. На стройплощадке монтируется мобильная пропиточная линия для организации пропитки рукава непосредственно на месте ремонта.

Достоинства и недостатки метода. Экономический эффект

Из преимуществ метода стоит отметить следующие:

					4. Проведение ремонта участка магистрального нефтепровода методом ██████	Лист 54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- короткий срок выполнения работ;
- сохранение диаметра изношенного трубопровода;
- отсутствие отрицательного воздействия на окружающую среду;
- возможность не прерывать движение судов;
- длительный (от 50 лет и выше) срок службы отремонтированного дюкера.

К недостаткам метода относится возрастание стоимости работ в случае устранения повреждений подводного перехода. Кроме того, иногда метод неприменим из-за возникновения на теле трубы больших дефектов, вызванных, например, вследствие повреждений от якорей. Для устранения этих дефектов, необходимо прибегать к помощи сторонних организаций, что неизбежно влечет увеличение времени ремонта, а также стоимости ремонтных работ.

Следует отметить технико-экономический эффект от применения данного метода. Несмотря на высокую стоимость изготовления рукава и покупку высокотехнологического оборудования, санация обходится на [43] дешевле прокладки нового дюкера. Однако ремонтировать подводный переход традиционными методами обходится дешевле, даже несмотря на увеличенный срок ремонта, а также возмещение ущерба транспортным компаниям от приостановления судоходства на время ремонта, что показано в 7 разделе.

Факторы, сдерживающие применение метода в России

Следует отметить, что метод санации полимерным мягким рукавом, к сожалению, не может получить быстрого распространения на всей территории России. Ведь для проведения работ с использованием данного метода требуется сам полимерный рукав, который изготавливается за рубежом.

Кроме того, компании, осуществляющие ремонт, должны обладать необходимым набором дорогого высокотехнологического оборудования. Естественно, амортизация этого оборудования ведет к общему удорожанию работ. Стоимость самого рукава и полимерных смол тоже имеет тенденцию к

повышению ввиду общего роста цен на нефть и соответственно на сырье, из которого изготавливаются и смолы, и рукав.

Немаловажным является тот факт, что персонал, проводящий работы, должен быть хорошо подготовлен. Все вышеизложенное нельзя назвать недостатком именно метода санации, но все-таки это косвенно влияет на то, что санация дюкеров применяется не так активно, как могла бы.

Учитывая этот факт и то, что в нашей стране существует огромное количество подводных переходов, стоит надеяться, что метод санации дюкеров при помощи мягкого полимерного рукава найдет в ближайшее время широкое применение [43].

4.1 Ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода «[REDACTED]» [REDACTED] с применением технологии «[REDACTED]»

Организация и технологическая последовательность выполнения основных работ по ремонту секции [REDACTED] с использованием технологии «[REDACTED]» следующая:

- определить точные габаритные размеры трубопровода, отправить заказ на изготовление рукава на завод и доставить готовое изделие непосредственно к месту ремонта;
- произвести очистку внутренней полости трубопровода;
- направить поток в резервную нитку на время ремонта и вытеснить нефть с помощью инертной газовой смеси;
- провести водолазное обследование наружной полости трубопровода, с целью обнаружения посторонних предметов;
- вскрыть трубопровод на глубину [REDACTED] м от нижней образующей трубопровода;
- произвести вырезку катушек;
- протянуть трос через всю длину подводного перехода([REDACTED]);

- присоединить трос к «чулку» и выполнить монтаж ремонтной конструкции с помощью лебедки, установленной на противоположенном берегу реки, со скоростью [REDACTED];
- закрепить «чулок» в начале трубопровода;
- выполнить монтаж заглушек и закачать воздух с помощью компрессора для того, чтобы расправить «чулок»;
- выполнить демонтаж заглушек;
- протянуть ультрафиолетовые лампы для полимеризации «чулка» со скоростью [REDACTED];



Рисунок 16 – Алгоритм ремонта трубопровода с применением технологии [REDACTED]

- закрепить «чулок» в конце трубопровода;
- выполнить монтаж катушек и заварку технологических отверстий;
- восстановить изоляцию;
- засыпать трубопровод.

Толщина стенки зависит от: уровня грунтовых вод; глубины заложения; наличия динамической нагрузки; условий эксплуатации трубопровода. Таким образом, вопрос о толщине стенки специалисты решают для каждого конкретного случая.

Толщина стенки полимерной трубы характеризуется стандартным размерным отношением номинального наружного диаметра к номинальной толщине стенки (SDR), которое следует определять в зависимости от давления в трубопроводе, марки полимера и коэффициента запаса прочности по формуле 4.1 согласно СП 42-103-2003 [7]:

$$\text{[Redacted Formula]} \quad (4.1)$$

где: MRS - показатель минимальной длительной прочности материала, использованного для изготовления труб и соединительных деталей, МПа; MOP - рабочее трубопровода, МПа; С - коэффициент запаса прочности, выбираемый в зависимости от условий работы трубопровода согласно ГОСТ 32388-2013 [4].

6. РАСЧЕТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

При расчете магистерской диссертации использовался свод правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*) [6]. Исходные данные для расчета представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Исходные данные расчета

$E = 2,06 \cdot 10^5$	Модуль упругости стали, МПа
■	Наружный диаметр, м
■	Внутренний диаметр, м
$\rho_{пр} = 900$	Плотность перекачиваемого продукта, кг/м ³
■	Рабочее давление по проекту на выходе НПС, МПа
■	Временное сопротивление металла трубы, МПа (Сталь ■)
■	Предел текучести металла трубы, МПа
$\mu = 0,3$	Коэффициент Пуассона.
$m = 0,99$	Коэффициент условий работы трубопровода
$k_1 = 1,47$	Коэффициент надежности по материалу
$k_n = 1,1$	Коэффициент надежности по назначению трубопровода
$k_2 = 1,15$	Коэффициент надежности по материалу
$n = 1,1$	Коэффициент надежности по нагрузке
$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$	Коэффициент линейного расширения металла трубы

					«Сравнительный анализ методов ремонта подводного перехода участка магистрального нефтепровода «■» через реку ■»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шамуратов А.О.			6. Расчетно-технологическая часть			
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
И.о.Зав.Каф		Бурков П.В.						
						Лит.	Лист	Листов
							60	108
						ТПУ ИПР эр. 2БМ5А		

6.1 Определение толщины стенки трубопровода

Расчетную толщину стенки трубопровода δ мм, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)}, \quad (6.1.1)$$

где: $n=1,1$ - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (СП 36.13330.2012 табл. 14);

$P=$ МПа - рабочее давление в трубопроводе;

$D_H=$ м — наружный диаметр трубы;

R_1 — расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (6.1.2)$$

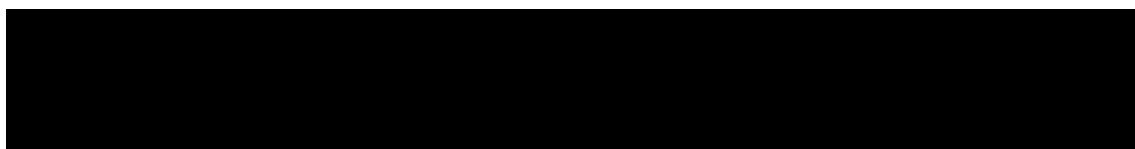
где: $m_0=0,99$ - коэффициент условий работы трубопровода (СП 36.13330.2012 табл. 1);

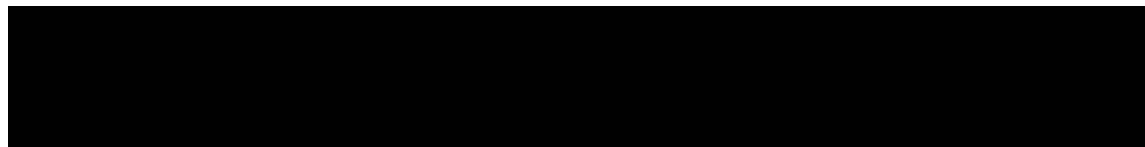
$k_1 = 1,47$ - коэффициент надежности по материалу (СП 36.13330.2012 табл. 10);

$k_H=1,1$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов диаметром 500 мм и выше (СП 36.13330.2012 табл. 12);

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

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями. При расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается.





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

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}, \quad (6.1.3)$$

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

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}, \quad (6.1.4)$$

где: σ_{npN} - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2\delta_n}, \quad (6.1.5)$$

где: $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град - коэффициент линейного расширения металла трубы;
 $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);
 $\mu = 0,3$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);
 $D_n = \blacksquare$ - диаметр трубы;
 Δt - расчетный температурный перепад.

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

$$\blacksquare \quad (6.1.6)$$

[REDACTED]

(6.1.7)

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры, т.е. [REDACTED] градусов.

[REDACTED]

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

Так как [REDACTED] МПа – отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения.

Коэффициент, учитывающий 2-х осное напряженное состояние металла:

[REDACTED]

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают:

[REDACTED]

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями.

Принимаем толщину стенки равную [REDACTED] мм согласно ТУ 14-3-1573-96 [22].

6.2. Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Проверку на прочность следует производить из условия:

					6. Расчетно – технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (6.2.1)$$

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

$$\sigma_{npN} = \dots \quad (6.2.2)$$

где: 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:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (6.2.3)$$

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

$$\sigma_{кц} = \dots \quad (6.2.4)$$

Условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.

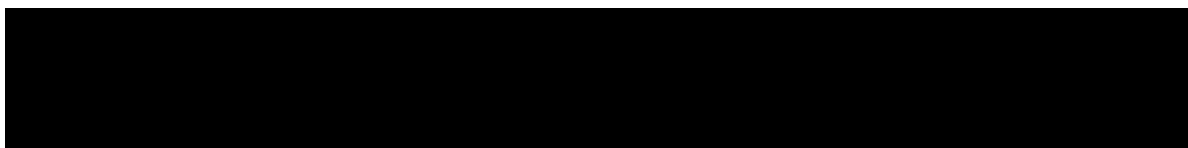
Однако, на основании проведенного анализа данных внутритрубной диагностики специалистами центра [REDACTED] было доказано, что трубопровод имеет дефектный сварной стык и толщина стенки в зоне дефекта составляет

6 мм. Следовательно, возникает потребность определения прочности трубопровода с учетом актуальной толщины стенки. Тогда:

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1,$$

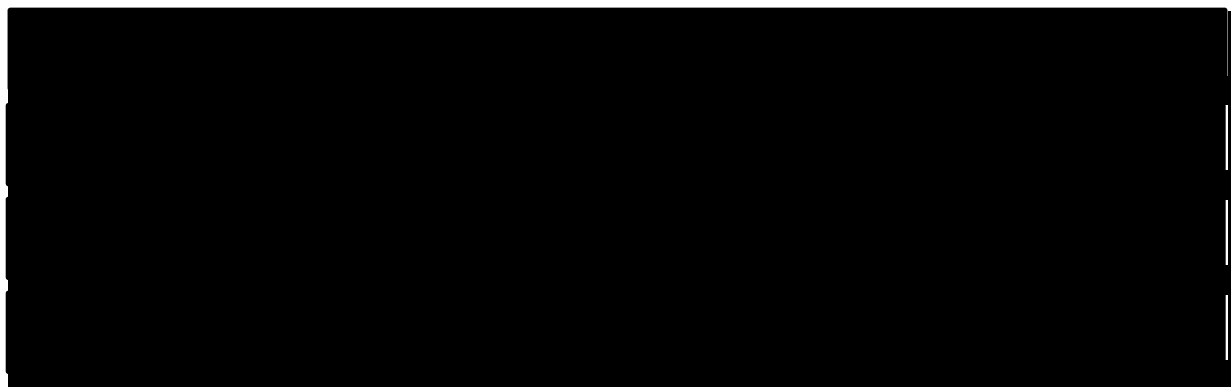
где: σ_{npN} - продольное осевое напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий:



где: 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:

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

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



Условие прочности трубопровода в продольном направлении не выполняется.

6.2.1 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

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

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H. \quad (6.2.1.1)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (6.2.1.2)$$

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:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}, \quad (6.2.1.3)$$

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

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

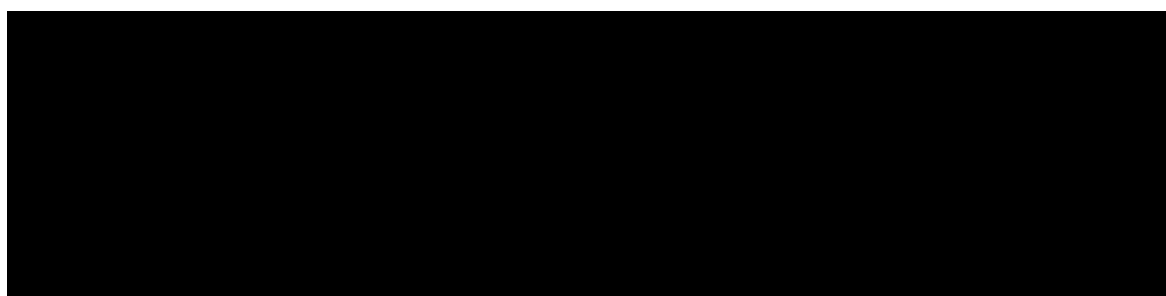
(6.2.1.4)

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-

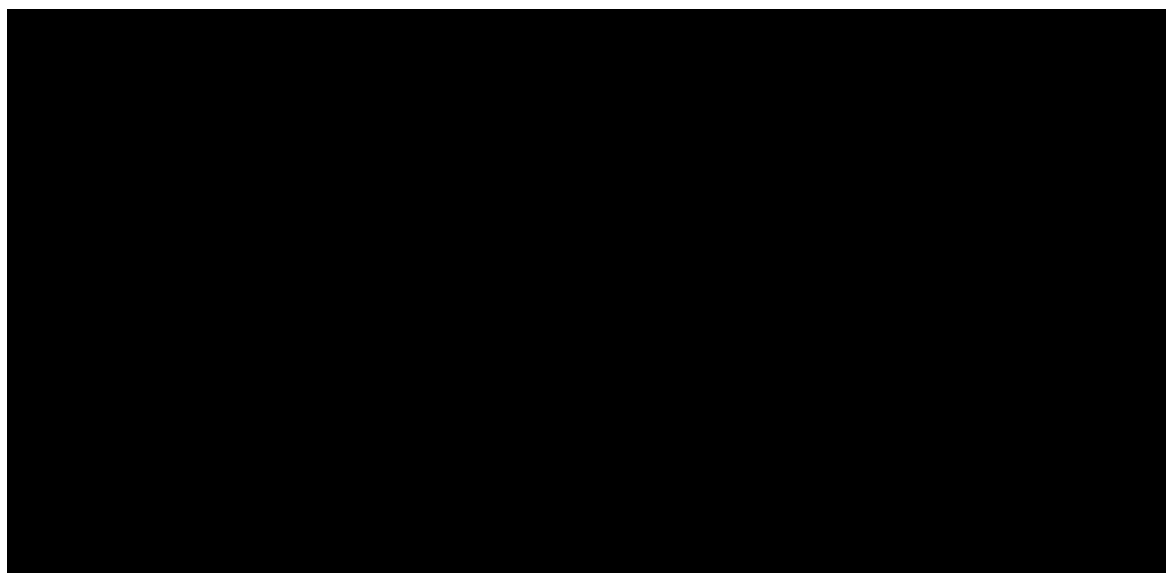
изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot \rho}^H, \quad (6.2.1.5)$$

где: $\rho = \blacksquare$, м - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.



Проверку выполняем по наибольшему по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{np1,2}^H = -\blacksquare$ МПа.



Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций не выполняются.

В результате расчетов видно, что условия прочности трубопровода в зоне дефекта не выполняются, а именно прочность в продольном направлении и прочность на предотвращение недопустимых пластических деформаций:

					6. Расчетно – технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Следовательно, трубопровод в дальнейшем не может эксплуатироваться и нуждается в капитальном ремонте для полного восстановления до проектных характеристик с учетом требований действующих нормативных документов.

6.3 Расчет параметров моделирования трубопровода

Исходные данные для расчета представлены в таблице 11. Расчет выполнен согласно [28].

Таблица 11 – Исходные данные расчета

Параметры	
D_n – наружный диаметр, мм	
Марка стали	
ρ – средняя плотность нефти, кг/м ³	
P_1 – рабочее давление насосной станции кгс/см ²	
Тип грунта	
$\sigma_{вр}$ – временное сопротивление, МПа	
$\sigma_{тек}$ – предел текучести, МПа	
k_1 – коэффициент надежности по материалу	
h_0 – глубина заложения трубопровода, м	
α – коэффициент линейного расширения металла трубы, град	
E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа	
μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), принимается 0,26-0,33	
$n_{гр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта	
γ_m – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали, Н/м ³	
$K_{ул} = K_{об}$ – коэффициент, учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции	

Дефект – сварной стык с трещиной длиной ■ мм и средней глубиной ■ мм.

Произведем расчет нагрузок, действующих на трубопровод:

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

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{зр}} \cdot \gamma_{\text{зр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{тр}}, \quad (6.3.1)$$

где: $n_{\text{зр}}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес грунта;

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр;

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

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{и}} + q_{\text{пр}}. \quad (6.3.2)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_{\text{м}} = n_{\text{св}} \cdot \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2), \quad (6.3.3)$$

где: $n_{\text{св}}$ – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_{\text{м}}$ – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали.



Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_{и} = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{ин} \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}), \quad (6.3.4)$$

где: $K_{ин} = K_{об} =$ [] - коэффициент, учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции;

$\delta_{ин} =$ [], $\rho_{ин} =$ [] — соответственно толщина и плотность изоляции;

$\delta_{об} =$ [], $\rho_{об} =$ [] — соответственно толщина и плотность оберточных материалов.

(6.3.5)

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

(6.3.6)

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

$$P = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_n \cdot \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot tg^2 \cdot \left(45^\circ + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_n}. \quad (6.3.7)$$

Сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины:

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Подводные переходы магистральных нефтепроводов, несмотря на их сравнительно небольшой удельный вес в общем объеме строительства, относятся к наиболее ответственным участкам этих сооружений. Поэтому к надежности подводных переходов магистральных нефтепроводов предъявляются высокие требования, так как даже незначительные повреждения подводных переходов с потерей герметичности приводят к тяжелым экологическим и экономическим последствиям.

Целью экономического расчета является сравнение двух способов ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода и выявление наиболее выгодного метода ремонта.

На примере [REDACTED] «[REDACTED]» на участке [REDACTED] был проведен предварительный расчет стоимости ремонта трубопровода методом установки муфты и ремонт методом «[REDACTED]» (с применением полимерного чулка).

					«Сравнительный анализ методов ремонта подводного перехода участка магистрального нефтепровода «[REDACTED]» через реку [REDACTED]»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Шамурадов А.О.			7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
И.о.Зав.Каф		Бурков П.В.					
						Лит.	Лист
							Листов
							71
							108
						ТПУ ИПР зр. 2БМ5А	

7.1 Расчет времени на проведение мероприятия

Определим время для ремонта подводного перехода двумя методами.

Время на выполнение мероприятий при ремонте подводного перехода с применением муфты представлено в таблице 12.

Таблица 12 – время на выполнение мероприятий

Операция	Общее время, ч
■	■
■	■
■	■
■	■
■	■
■	■

Время на выполнение мероприятий при ремонте подводного перехода с применением метода ■ представлено в таблице 13.

Таблица 13 – время на выполнение мероприятий

Операция	Общее время, ч
■	■
■	■
■	■
■	■
■	■

Как видно из таблиц, время на выполнение ремонтных работ с использованием муфты занимает порядка трех недель, это обусловлено большим объемом работ, в свою очередь, ремонт подводного перехода с использованием технологии «■» занимает трое суток благодаря минимальному количеству проведенных операций.

7.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе производства ремонтных работ потребуется следующая техника: 1. Кран на автомобильном ходу. Необходим для захвата и поднятия

вырезанной катушки, лебедки, рукава и строительных материалов. 2. Водолазная станция. Необходима для обследования водолазами внешней поверхности трубы, монтажа футеровки и устранения мелких дефектов тела трубы. 3. Понтоны при работе в закрытой акватории необходимы для удержания на воде рабочего оборудования (насос, компрессор, экскаватор). 4. Несамходные плавучие краны используются при монтаже кессонного аппарата. 5. Компрессор используется для закачки воздуха в кессонный аппарат. 6. Насосное оборудование откачивает воду из кессонного аппарата. 7. Экскаватор и бульдозер используются для проведения земляных работ. 8. Гермокамера Д [REDACTED] предназначена для создания «сухих условий» под водой и установки муфты [REDACTED]. 9. Лебедка [REDACTED] предназначена для протаскивания полимерного рукава через всю полость трубопровода.

Вся техника и оборудование необходимы на протяжении всего времени производства ремонтных работ (при ремонте с использованием муфты – [REDACTED], с использованием метода [REDACTED]).

7.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов, нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

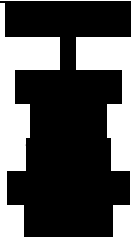
Расчет амортизационных отчислений при проведении ремонта с применением муфты представлен в таблице 14.

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

Таблица - 14 Расчет амортизационных отчислений при ремонте с использованием муфты

[illegible]

Окончание таблицы 14

Расчет амортизационных отчислений при проведении ремонта с применением метода XXXX представлен в таблице 15.

Таблица - 15 Расчет амортизационных отчислений при ремонте с использованием метода ████████

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортиза ции в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортиз ации, руб.
1. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
2. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
3. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
4. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
5. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
6. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
7. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
8. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
9. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
10. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
11. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
12. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
13. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
14. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
15. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
16. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
17. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
18. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
19. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
20. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
21. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
22. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
23. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
24. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
25. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
26. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
27. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
28. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
29. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
30. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
31. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
32. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
33. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
34. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
35. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
36. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
37. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
38. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
39. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
40. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
41. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
42. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1000	1	1	15000
43. Автомобиль ГАЗ-3307	150000	10	15000	1			

Окончание таблицы 15

██████████ ██████████	██████████	█	██████████	██████████	█	█	██████████
██████████ ██████████ ██████████ ██████████ ██████████	██████████	█	██████████	██████████	█	█	██████████
██████████ ██████████ ██████████ ██████████ ██████████	██████████	█	██████████	██████████	█	█	█
██████████ ██████████ █	██████████	█	██████████	██████████	█	█	██████████
██████████ ██████████ ██████████	██████████	█	██████████	██████████	█	█	██████████
██████████ ██████████ ██████████	██████████	█	██████████	██████████	█	█	██████████
██████████ ██████████ ██████████ ██████████ ██████████ █	██████████	█	██████████	██████████	█	█	██████████
██████████	██████████						

Расчет амортизационных отчислений показывает, что при ремонте подводного перехода с использованием муфты амортизационные отчисления составляют ██████████ рублей, тогда как при ремонте с использованием метода

CIPR этот же показатель составляет █████ рублей. Соответственно, первый метод дороже на █████ рублей.

7.4 Затраты на материалы

Для проведения ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода необходимы следующие материалы, стоимость и количество которых указаны в таблицах 16 и 17.

Таблица 16 - Расчет материальных затрат при ремонте подводного перехода методом установки муфты

Наименование материалов		Единица измерений	Количество	Цена за единицу в руб.	Сумма, руб.
■	■■				

Таблица 17 - Расчет материальных затрат при ремонте подводного перехода с применением метода [REDACTED]

Наименование затрат		Единица измерений	Количество	Цена за единицу в руб.	Сумма, руб.
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]					[REDACTED]
[REDACTED]					[REDACTED]
[REDACTED]					[REDACTED]

Из таблиц следует, что ремонт подводного перехода с применением муфты дешевле на [REDACTED] руб.

7.5 Расчет затрат на электроэнергию

Следующей статьей расходов является плата за электроэнергию. Необходимо определить стоимость электроэнергии за рабочий период (при стоимости [REDACTED] руб. за кВт/час). Согласно пункту 7.1 время ремонта подводного перехода с применением муфты занимает – [REDACTED], с использованием технологии [REDACTED].

Расчет стоимости электроэнергии для каждого способа ремонта представлен в таблице 18.

Таблица 18 - Количество потребляемой энергии оборудованием за весь период ремонта

Наименование оборудования	Кол-во оборудования, шт.	Потребляемая мощность, кВт/ч.	Количество часов работы, ч.		Количество потребляемой энергии за весь рабочий период, кВт.		Стоимость электроэнергии за рабочий период, руб.	
			■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■
							■	■

Из таблицы следует, что затраты на электроэнергию при использовании оригинального метода ремонта превышают аналоговый метод на ■ рублей. Это связано с большой разницей во времени при выполнении ремонтных работ.

7.6 Расчет фонда оплаты труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 19 – Расчет заработной платы

[illegible]

Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, можно сделать вывод, что ремонт с использованием муфты обходится дороже ремонта с применением технологии [REDACTED] на [REDACTED] рубля.

7.7 Страховые взносы во внебюджетные фонды

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при производстве ремонтных работ на подводном переходе с использованием муфты представлены в таблице 20.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом

0,9 для производства общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.6).

Таблица 20 – Расчет страховых взносов при ремонте подводного перехода с использованием муфты

Показатель	Мастер	Линейный трубопроводчик	Электросварщик 7 разряда	Электросварщик 3 разряда	Газорезчик	Слесарь	Крановщик
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при производстве ремонтных работ на подводном переходе с использованием технологии ■ представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет страховых взносов при ремонте подводного перехода с использованием технологии ■

Показатель	Мастер	Линейный трубопроводчик	Электросварщик 7 разряда	Электросварщик 3 разряда	Газорезчик	Слесарь	Крановщик
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■

Окончание таблицы 21

■	■	■	■	■	■	■	■
■	■						

Исходя из полученных значений страховых взносов при двух способах ремонта можно сделать вывод, что экономия затрат на страховые взносы при санации подводного перехода с использованием технологии ■ составляет ■ рублей по сравнению с ремонтом с применением муфты.

7.8 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 22).

Таблица 22 – Затраты на проведение организационно - технического мероприятия

Наименование расходов	Затраты, руб.	
	■	■
Амортизационные отчисления	■	■
Материальные затраты	■	■
Стоимость электроэнергии	■	■
Основная заработная плата	■	■
Страховые взносы во внебюджетные фонды	■	■
Накладные расходы (20%)	■	■
Итого:	■	■

Предварительные расчеты показали, что ремонт подводного перехода с использованием технологии «■» в три раза превышает затраты на ремонт с помощью установки муфты и их разница составляет ■ рублей. Основные затраты приходятся на покупку полимерного рукава (■). Такая высокая стоимость обусловлена тем, что в России нет аналогов данного

оборудования и нет необходимых производственных мощностей для его производства.

Таким образом, в соответствии с исследованиями магистерской диссертации считаем, что целесообразно применять оригинальный метод ремонта подводного перехода с помощью муфты, однако ремонт с применением технологии «CIPP» имеет ряд преимуществ, которые могут уменьшить стоимость эксплуатации трубопровода в будущем:

- 1) Линия быстро вводится в эксплуатацию;
- 2) Время проведения земляных работ сокращается до минимума;
- 3) Длительный срок службы отремонтированного трубопровода (до 50 лет).

Круговая диаграмма на рисунке отражает все основные затраты на проведение научно технического исследования

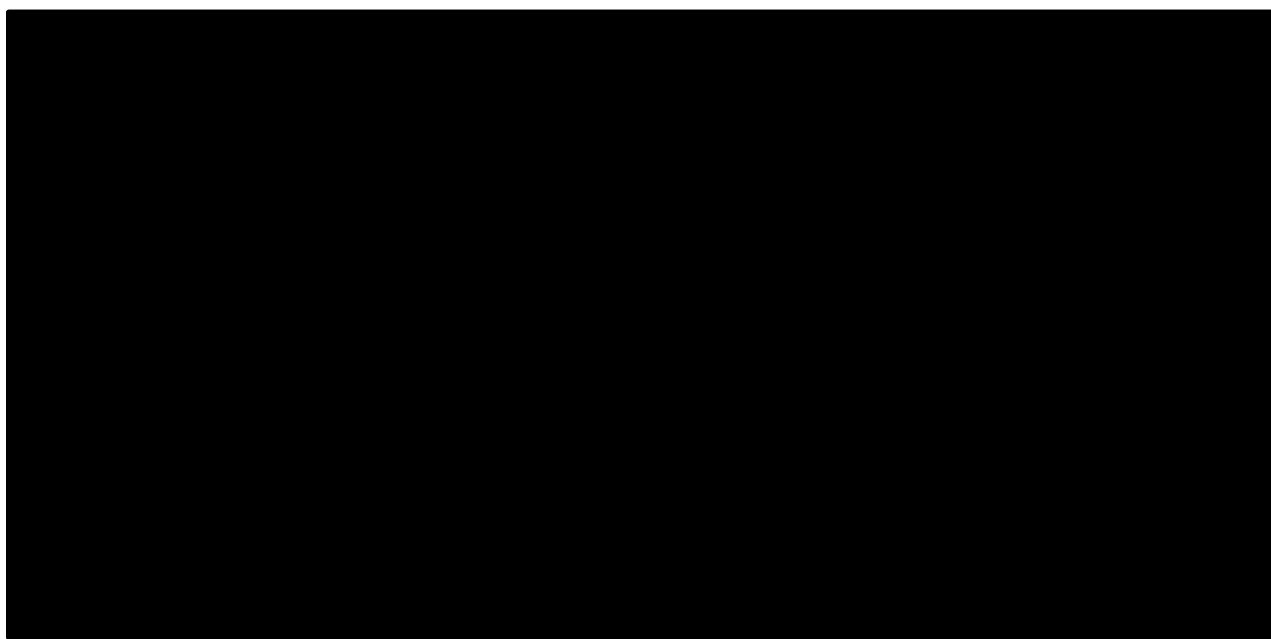


Рисунок 20- Круговая диаграмма материальных затрат на проведение ремонта с помощью установки муфты

Наиболее затратная часть, как видно из диаграммы, это затраты на материал.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Стратегически важными объектами в комплексе «магистральный нефтепровод» являются подводные переходы. Отказы и аварии на подводных переходах по экологическим и экономическим соображениям приводят к чрезвычайным последствиям, т.к. устранение аварийных ситуаций сопряжено с большими затратами ресурсов и времени.

Рассматривая подводный переход магистрального нефтепровода, в сложных природно – климатических условиях как наиболее потенциально опасный участок, следует исходить из позиции практического отсутствия его ремонтнопригодности в течение всего срока эксплуатации. Поэтому все мероприятия, проводимые при капитальном ремонте и реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов, должны быть направлены на повышенную надежность этого участка – безаварийность и безотказную работу в течение всего срока эксплуатации.

В данной работе сравниваются два метода ремонта подводного перехода: ремонт с помощью муфты и ремонт с применением технологии «CIPP».

Объект исследования: Подводный переход магистрального нефтепровода «[REDACTED]» через реку [REDACTED].

8.1 Производственная безопасность

8.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Вредные и опасные факторы, присутствующие при ремонте подводного перехода, представлены в таблице 23.

					«Сравнительный анализ методов ремонта подводного перехода участка магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] »			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шамурадов А.О.			8. Социальная ответственность		Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.						Листов
Консульт.								84
И.о.Зав.Каф		Бурков П.В..						108
					ТПУ ИПР зр. 2БМ5А			

Таблица 23 – Вредные и опасные факторы при выполнении ремонтных работ на подводном переходе магистрального нефтепровода

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Очистка внутренней полости трубопровода от иностраных предметов; 2) Калибровка трубопровода; 3) Обследование трубопровода профилемером; 4) Обследование трубопровода внутритрунными магнитными и/или ультразвуковыми дефектоскопами; 5) Сварочные работы; 6) Земляные работы.	1) Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2) Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3) Повышенный уровень ультрафиолетовой радиации; 4) Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1) Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2) Взрыв и самовоспламенение; 3) Электрический ток.	СанПиН 2.1.6.1032-01 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.1.003-83* ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 4677-82* ГОСТ 12.1.038-82 РД 13.220.00-КТН- 575-06 РД 153-39.4-056-00

8.1.2 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

При проведении сварочных, изоляционных работ или при вырезке катушки воздух насыщается пылью, брызгами изоляционной мастики и вредными газами (окись углерода, окись железа с примесью фтористых и марганцевых соединений, соли фтористоводородной кислоты), оказывающих негативное воздействие на организм человека.

					8. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Согласно [22] воздушные смеси и газы, скапливающиеся в воздухе, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (табл. 24).

Таблица 24 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, скапливающихся в приемке [22]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅	3	III
Бензол	5	
Окислы азота	5	
Масла минеральные нефтяные	5	
Сероводород	10	
Оксид углерода	20	IV
Нитросоединения метана	30	
Ксилол	50	
Толуол	50	
Бензин	100	

При попадании в организм человека, возможны поражения печени, легких, слизистых оболочек и желудочно-кишечного тракта, также поражается центральная нервная система. При остром отравлении углеводородами, при концентрации УВ в воздухе превышающей 0,040 мг/м³, возможны случаи с летальным исходом [8]. Для защиты органов дыхания применяются средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) – респираторы, а также противогазы фильтрующие и шланговые.

Освещение

Работы зачастую проводятся в темное время суток без достаточного освещения рабочей зоны и рабочих мест. Поэтому строительная площадка, участки работ, рабочие места, проезды и подходы к ним в темное время суток должны быть достаточно освещены. Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. При сварочно-монтажных работах для освещения рабочих мест в темное время суток должны применяться стационарные светильники напряжением 220В, подвешенные на высоте не менее 2,5м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12В [15].

Источник питания освещения и оборудования в камере должен располагаться на поверхности. Освещение герметизирующей камеры должно производиться светильниками с напряжением 12В взрывозащищенного исполнения.

Превышение уровня шумов

При работе и движении различной техники, занятой в производстве ремонта (трубоукладчики, автокраны, трактора) издается много шумов, которые пагубно воздействуют на работающий персонал. Так же значительное количество шума производят инструменты, такие как болгарка, сварочные аппараты, генераторы и др.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления [13].

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- снижение шума на пути распространения звука;

					8. Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование средств автоматизации для управления технологическими процессами [9].

Повышенный уровень ультрафиолетовой радиации

При проведении сварочных работ неизбежно возникает ультрафиолетовое излучение. Спектр излучения сварочной дуги включает в себя участок инфракрасных волн (3430 - 760 нм), видимый участок (760 - 400 нм) и ультрафиолетовый участок (400 - 180 нм). При этом доля инфракрасных лучей составляет от 30 до 70% всей энергии излучения дуги. Даже кратковременное воздействие ультрафиолетовых лучей на незащищенный глаз способно вызвать ожог роговой оболочки.

Допустимая интенсивность облучения работающих при наличии незащищенных участков поверхности кожи не более 0,2 м² и периода облучения до 5 мин, длительности пауз между ними не менее 30 мин и общей продолжительности воздействия за смену до 60 мин - не должна превышать значений, представленных в таблице 25 [10].

Таблица 25 – предельно допустимая интенсивность облучения рабочих

для области УФ-А	для области УФ-В	для области УФ-С
50,0 Вт/м ²	0,05 Вт/м ²	0,001 Вт/м ²

Для защиты от ультрафиолетового излучения применяются коллективные и индивидуальные способы и средства: экранирование источников излучения и рабочих мест; удаление обслуживающего персонала от источников ультрафиолетового излучения (защита расстоянием — дистанционное управление); рациональное размещение рабочих мест; специальная окраска помещений; СИЗ и предохранительные средства (пасты и мази). К СИЗ от ультрафиолетовых излучений относятся: термозащитная

спецодежда; рукавицы; спецобувь; защитные каски; защитные очки и щитки со светофильтрами.

Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования

При проведении ремонтных работ непременно находится большое количество механизмов, движение транспорта мимо двигающихся людей в стесненных условиях, опасные работы, связанные с опусканием в траншею плетей из труб и различного оборудования, установка и эксплуатация герметизирующей камеры, сварочно-монтажные работы. Процессами повышенной опасности при ремонте трубопроводов являются: погрузка; выгрузка труб и трубных секций подъёмными средствами; транспортировка их турбовозами и плетевозами. На этапе гидравлического испытания участка на котором был произведен ремонт, возникает опасность повышенного давления в трубопроводе. Персоналу необходимо находиться на безопасном расстоянии. Вокруг устанавливают охранную зону.

Запрещается эксплуатация герметизирующей камеры:

- при отсутствии на штатных местах аварийно-спасательного снаряжения;
- при отсутствии страхующих водолазов вне герметизирующей камеры;
- при отсутствии фиксации и баллаستировке герметизирующей камеры и шахты;
- при отсутствии принудительной вентиляции;
- при отсутствии средств защиты и спасения для аварийных ситуаций, аварийной вентиляции и освещения;
- при отсутствии системы жизнеобеспечения в ГК;
- при повреждении корпуса камеры (дефекты в виде трещин, вмятин, разрывов);

					8. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

- при повреждении уплотнений;
- при повреждении или нарушении работоспособности крепежных струбцин.

Электробезопасность

При осуществлении сварочно – монтажных работ, резке в котловане возможны брызги металла, поражения электрическим током. Линию питания сварочного аппарата от передвижной электростанции должна осуществляться гибким кабелем с резиновой изоляцией. Кабель уложить на инвентарных подставках. Не допускается применение кабелей с поврежденной изоляцией. Сварочный аппарат должен быть надежно заземлен.

Чтобы обеспечить безопасные условия для выполнения различных видов строительно-монтажных работ и исключить травматизм, рабочие и инженерно - технический персонал обязаны хорошо знать и соблюдать основные правила техники безопасности.

К коллективным мерам безопасности относятся:

- защитные электрические заземления;
- высокое качество электроизоляции и монтажа в целом;
- автоматические отключатели, блокировки;
- защитное электрическое зануление электрооборудования;
- предупреждающие надписи и цвета.

К индивидуальным мерам безопасности относятся:

- изолирующие штанги;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения всех видов и классов;
- бесконтактные сигнализаторы наличия напряжения;
- изолированный инструмент;

- диэлектрические перчатки, боты и галоши, ковры, изолирующие подставки;
- защитные ограждения (щиты, ширмы, изолирующие накладки, колпаки);
- переносные заземления.

Пожаровзрывобезопасность

Причиной возгорания в рабочей зоне может быть нефть, разлившаяся в результате разгерметизации трубопровода, неисправный электроинструмент, нарушение техники безопасности при проведении сварочно-монтажных и огневых работ.

Согласно [16], опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице 26.

Таблица 26 – Характеристика взрывоопасных газов

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/м ³	
	Вспышки	Самовоспламенения	Нижний	Верхний
Углеводороды	3...+45	260-375	1,1	6,4
Сероводород	—	246	4,3	10
Газ нефтяной	—	405-580	6	13,5

К профилактическим мероприятиям по предотвращению возникновения пожара могут быть:

- вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления;
- приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим;

- машины, сварочные аппараты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10;

- на рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”;

- горючие отходы, мусор и т. д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

К первичным средствам пожаротушения, которые должны присутствовать на месте проведения работ, относятся:

- ящик с сухим песком;
- лопаты;
- технический войлок, брезент или асбестовое полотно;
- углекислотный огнетушитель (один на котел).

8.2 Экологическая безопасность

Работы, проводимые при ремонте и обслуживании магистрального трубопровода, должны выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов в части охраны окружающей среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия.

В целях уменьшения ущерба окружающей природной среде все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах полосы отвода земель.

8.2.1 Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду

Атмосфера

Негативное влияние на атмосферу оказывают выбросы загрязняющих веществ из магистрального нефтепровода по причине нарушения герметичности технологического оборудования.

					8. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Гидросфера

Негативное влияние на гидросферу оказывает попадание загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, растворители, шлам очистки трубопроводов от нефти в составе сточных вод по причине ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа трубопроводов или аварий.

Литосфера

Негативное влияние на литосферу оказывают утечки нефти, масла и других загрязняющих веществ в результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа трубопроводов или аварий. Также, загрязнение почвы происходит в результате неправильной утилизации отработанных ламп, тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши, отработанных масел.

8.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Защита атмосферы

Нормы загрязнения атмосферного воздуха приведены в приложении И.

К основным методам защиты от загрязняющих выбросов в атмосферу относят:

- проверка оборудования на прочность и герметичность;
- соблюдение правил эксплуатации;
- своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры;
- оснащение системой контроля загазованности

Защита гидросферы

Для восстановления существовавшей до начала выполнения работ системы местного стока следует обеспечить расчистку русел водотоков, ложбин временного стока от грунта, попадающего в них во время производства земляных работ. При планировке береговых откосов запрещается сталкивать грунт в русло реки.

					8. Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ни в коем случае не должны сбрасываться воды, имеющие в составе вещества, которые могут образовывать взрывоопасные смеси, ядовитые газы, а также вредные примеси, мешающие биологической очистке стоков. Если стоки имеют вредные вещества, то они предварительно в обязательном порядке должны очищаться.

Допустимые нормы веществ при сбросе воды, указаны в таблице 27 (вещества, не указанные в таблице, сбрасывать запрещено) [13].

Таблица 27 - Допустимые нормы веществ при сбросе воды

Название вещества	Допустимая концентрация (мг/л)
Взвешенные вещества	134,17
Хлориды	5302,85
Сульфаты	3303,5
Нефтепродукты	0,47
Фенолы	0,0047
Алкилсульфаты	6,107
Алкинсульфанаты	6,48
Никель	1,03
Цинк	18,75
Железо	3,10
Нитраты	36,94
Капролактамы	5,67
Биохимическое потребл. кислор.	1007,34
Растворённый кислород	46,07

К основным методам защиты от загрязняющих выбросов в гидросферу относят:

- своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям;
- своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки;
- очистка, а затем отвод сточных вод с объектов только соответствующих нормативным требованиям.

Защита литосферы

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (изоляционные материалы, металлолом и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности. Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, строительными и бытовыми отходами и участки с не восстановленным растительным слоем.

Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по ремонту дефектных участков газопровода.

Рекультивация нарушенных земель включает в себя следующие виды работ:

- снятие плодородного слоя почвы и перемещение его во временный отвал;
- планировка нарушенных земель;
- уборка строительного мусора, производственных отходов, засыпка рытвин и ям, траншей, удаление из пределов строительной полосы всех временных сооружений;
- восстановление плодородного слоя почвы;
- планировка рекультивируемой поверхности земли;
- организация рельефа с восстановлением системы естественного водоотвода.

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

					8. Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При проведении рекультивации строительной организацией производится вывозка мусора и производственных отходов (изоляционное покрытие, огарки сварочных электродов и т.п.).

К основным методам защиты от загрязняющих выбросов в литосферу относят:

- проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям;
- складирование отходов в специальные металлические контейнеры с последующим вывозом на полигоны промышленных отходов.

При соблюдении вышеперечисленных мероприятий воздействие на атмосферу, гидросферу и литосферу будет минимальным. Воздействие характеризуется краткосрочным периодом проведения работ по выборочному ремонту МН, что снизит степень воздействия на природную среду рассматриваемой территории.

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

8.3.1 Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые может инициировать объект исследования

К возможным и наиболее типичным ЧС для данной рабочей зоны являются: разгерметизация трубопровода с последующим выходом нефти во время проведения ремонта, возгорание нефти или взрыв баллонов с газом. Все эти ЧС возникают в результате использования неисправного оборудования или нарушения техники безопасности при проведении ремонта.

8.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

При проведении работ по выборочному ремонту дефектов магистральных нефтепроводов необходимо выполнять требования «Правил противопожарного режима в Российской Федерации, утвержденные Постановлением Российской Федерации от 25 апреля 2012 года», РД-13.220.00-

					8. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

КТН-211-12 «Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы " [REDACTED] "» и РД-13.110.00-КТН-319-09 «Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. « [REDACTED] », ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования» и других нормативных документов, регламентирующих требования пожарной безопасности.

Для снижения риска возникновения ЧС согласно [19] проводятся следующие мероприятия:

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

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

- прекратить все работы в охранной зоне трубопровода;
- заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;
- отключить питание электрооборудования;
- вывести персонал из зоны аварии и организовать охрану зоны аварии для предотвращения доступа посторонних лиц;
- отвести технические средства на безопасное расстояние вне зоны аварии;
- известить оператора НПС или диспетчера РНУ об аварии;
- оградить место аварии аварийными знаками, флажками;
- до прибытия на место аварии руководителя аварийной бригады действовать согласно оперативной части [18];
- по прибытии на место аварии руководителя аварийной бригады выполнять его распоряжения, согласно [18].

					8. Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ликвидация последствий

Работы по организации ликвидации аварий должны проводиться в соответствии с разработанными Планами ликвидации возможных аварий (ПЛА) для объектов МН, расчетная продолжительность выполнения работ по ликвидации аварий не должна превышать 80 ч. в обычных условиях, с увеличением на 30-50 % для болотистых трасс.

Ответственный руководитель по ликвидации аварии обязан:

- срочно прибыть к месту аварии;
- организовать связь с районным диспетчерским пунктом (РДП);
- уточнить характер аварии и определить возможный объем стока нефти;
- принять меры, исключающие возможность попадания нефти на территорию населенных пунктов, в водоемы, на автомобильные и железные дороги;
- принять меры по предотвращению возможности возгорания разлитой нефти;
- организовать сбор вытекшей нефти;
- определить способ опорожнения дефектного участка нефтепровода от нефти;
- организовать выполнение АВР;
- принять решение о способе ликвидации аварии применительно к конкретным условиям.

К ЧС экологического характера также относится разлив нефти, в результате аварии на нефтепроводе.

					8. Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8.4 Правовые вопросы обеспечения безопасности

8.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» [17], или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением.

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005г.;
- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г.;
- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014);
- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
- СП 12-135-2003 «Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда»;
- ГОСТ 12.3.016-87 «Работы антикоррозионные. Требования безопасности»;

- РД 153-34.0-03.150-00 (ПОТ РМ-016-2001) «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»;
- РД-13.110.00-КТН-319-09 «Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов»;
- РД-03.120.10-КТН-155-11 «Требования к подрядным организациям ОАО «АК Транснефть»»;
- ТПР-23.040.00-КТН-331-08 «Типовой проект. Подводные переходы магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов). Выборочный ремонт дефектных секций в русловой части, летний период (открытая вода), с использованием герметизирующей камеры. Метод ремонта - установка ремонтной конструкции»;
- ОР-03.100.30-КТН-150-11 «Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах организаций системы " ██████████ " и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение»;
- ОР-13.100.00-КТН-030-12 «Порядок допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов « ██████████ »»;
- «Типовые нормы бесплатной выдачи, сертифицированной спец. одежды, спец. обуви и других индивидуальных средств защиты работникам нефтяной промышленности, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» (Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 09.12.2009 года № 970-н);
- ПБ 10-382-00 «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов»;
- ПБ 12-609-03 «Правила безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы»;

					8. Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- ИБТВ 1-087-81 «Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности»;
- Приложение к Приказу Минздравсоцразвития России от 13 апреля 2007 г. N 269 Межотраслевые правила по охране труда при проведении водолазных работ.

8.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места должны быть обеспечены телефонной связью или радиосвязью.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны регламентируются следующими нормативными документами:

- РД-13.100.00-КТН-306-09 «Система организации работ по промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте»;
- РД-13.100.00-КТН-225-06 «Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте»;
- РД-153-39.4-056-00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы:

1. Рассмотрены и проанализированы основные методы ремонта подводных переходов магистральных нефтепроводов, в соответствии с российским и международным опытом.

2. Представлено обоснование применения технологии CIPP для обеспечения требуемого эксплуатационного ресурса подводного перехода магистрального нефтепровода «XXXXXXXXXX» через реку XXXX.

3. С помощью программного комплекса «Ansys» проведено исследование напряженно-деформированное состояния участка подводного перехода с дефектом сварного шва и без него.

4. По результатам расчетов показано, что трубопровод, в зоне дефекта, испытывает критические напряжения, приближенные к пределу прочности стали. Однако, после ремонта, максимальные эквивалентные напряжения находятся в допустимом интервале, не влияющем на режим эксплуатации трубопровода.

5. Установлено, что минимальное эквивалентное напряжение участка магистрального трубопровода характерно после применения технологии «CIPP», но стоимость на 43% больше по сравнению с методом ремонта муфтой.

					«Сравнительный анализ методов ремонта подводного перехода участка магистрального нефтепровода « XXXXXXXXXX » через реку XXXX »		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Шамуратов А.О.			Заключение		
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					
						Лит.	Лист
							102
							108
						ТПУ ИПР гр. 2БМ5А	

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ВСН 010-88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. \ Миннефтеазстрой. – М., 1989.
2. ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. \ Миннефтеазстрой. – М., 1989.
3. ГОСТ Р 51164 – 98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии/Госстандарт России. – М., 1998.
4. ГОСТ 32388-2013. Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия/НП "СЦ НАСТХОЛ". – М., 08.01.2014.
5. СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы/Госстрой России. – М.: Стройиздат, 1997.
6. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы/Госстрой России. – М.: Стройиздат, 2012.
7. СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов/. – М.: "Полимергаз", 2003.
8. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы/Минздрав России. – М., 1996.
9. СП 104-34-96. Свод правил сооружения магистральных газопроводов. Производство земляных работ/Газпром. – М., 1996.
10. РД-23.040.00-КТН-386-09. Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 Мпа.
11. РД 153-39.4-091-01. Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии.

					«Сравнительный анализ методов ремонта подводного перехода участка магистрального нефтепровода «[REDACTED]» через реку [REDACTED]»					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.	Шамурадов А.О.				Список литературы			Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.								103	108
Консульт.								ТПУ ИПР гр. 2БМ5А		
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.									

12. РД 153-39.4-067-04. Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов.

13. РД – 75.200.00 – КТН – 371 – 09. Подводные переходы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктов. Выборочный ремонт дефектных секций. Введ. 21.02.2009. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 78 с.

14. РД-75.180.00-КТН-164-06. Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных нефтепроводов.

15. РД-153-39.4Р-130 —2002*. Регламент по вырезке и врезке "катушек", соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов.

16. РД-23.040.00-КТН-140-11. Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

17. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. Введ. 21.07.2000. – М.: Госстрой, 2000. – 122 с.

18. РД 13.100.00-КТН-319-09 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. Введ. 08.06.2006. – М.: ОАО ВНИИСТ, 2006. – 118 с.

19. ОР-75.200.00-КТН-088-12 Регламент технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов через водные преграды. Введ. 25.11.2015. – М.: ООО "НИИ Транснефть", 2015.

20. ОР-03.100.30-КТН-150-11 Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах предприятий системы АК «Транснефть» и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение. Введ. 01.01.2012. – М.: ООО "НИИ ТНН", 2012.

21. ОР-23.040.00-КТН-089-12 Порядок организации и планирования работ по техническому обслуживанию, ремонту оборудования и сооружений линейной части магистральных нефтепроводов и технологических

					Список литературы	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепроводов нефтеперекачивающих станций. – М.: ОАО АК «Транснефть», 2013.

22. ТУ 14-3-1573-96 Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530 - 1020 мм с толщиной стенки до 32 мм для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

23. Технический отчет по частичному обследованию ППМН Александровское-Анжеро - Судженск, через р. Вах, км 42, Томское УПТР ОРЦ ОАО «Волжский подводник» 2011 г.

24. Каталог типовых технологических схем ремонта подводных переходов магистральных нефтепроводов. – Уфа: ВНИИСПТнефти, 1985. – 180 с.

25. Md Shamsuddoha, Effectiveness of using fiber-reinforced polymer composites for underwater steel pipeline repairs, Composite Structures, 2013, С. 40-54.

26. Бердышев В. В. Совершенствование бестраншейных методов ремонта. Тез. докл. науч. — прак. конф. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. - С. 87-93.

27. Бруйка В.А., Фокин В.Г. Инженерный анализ в ANSYS Workbench: Учеб. пособ. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 271 с.: ил.

28. Васильев Г.Г., Эксплуатация оборудования и объектов нефтяной газовой промышленности. Том 1: Учеб. пособ. – М.: Инфра - Инженерия, 2008. – 607 с.

29. Велиюлин И.И. Совершенствование методов ремонта газопроводов. – М.: Нефть и газ, 1997. - 223 с.

30. Гумеров А.Г. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. – М.: 000 "Недра-Бизнесцентр", 1999. - 525 с.

31. Идрисов Р.Х. Обеспечение надежности и безопасности подводных переходов магистральных нефтепроводов: дис. ... д-ра тех.наук. Уфа. гос. университет, Уфа, 2002.

					Список литературы	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

32. Кузьмин С.В. Исследование взаимодействия трубопроводов в процессе ремонта подводного перехода методом «труба в трубе»: дис. ... канд. тех.наук. Тюмень. гос. университет, Тюмень, 2003.

33. Жецкая Н.В. Исследование и разработка технологии строительства и ремонта подводных переходов с использованием легких заполнителей: дис. ... канд. тех.наук. Тюмень. гос. университет, Тюмень, 2002.

34. Сапожников Е.В. Исследование динамики движения ремонтных секций в подводных переходах трубопроводов: автореф. дис. ... канд. тех. наук. Тюмень. гос. университет, Тюмень, 2003.

35. Силина И.Г. Современные методы ремонта подводных переходов \ Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. - №5 – С. 79-83.

36. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий. Теория и практика А.П. Рыбаков – М.: ПрессБюро, 2005. – 304 с.

37. Храменков С.В. Технологии восстановления подземных трубопроводов бестраншейными методами: учеб. пособие / С.В. Храменков, В.А. Орлов, В.А. Харькин. – М. : Ассоц. строит. вузов, 2004. – 240 с.

38. Храменков С.В., Дрейцер В.Н., Плешков Л.В. Ремонт трубопроводов бестраншейным способом с помощью комбинированного рукава: «ВиСТ», 1998, №7, с.

39. Шаммазов А.М. Подводные переходы магистральных нефтепроводов/ Шаммазов А.М, Мугаллимов Ф.М. – М.: 000 "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 114 с.: ил. — ISBN 5-8365-0049-5.

40. Корпоративный сайт. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.transneft.ru/>

41. Корпоративный сайт. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.primusline.com/>

42. Композитно-муфтовая технология ремонта [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ngks.weatherford.ru/>

43. Современные методы строительства ППМН [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/419>

					Список литературы	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А
(справочное)

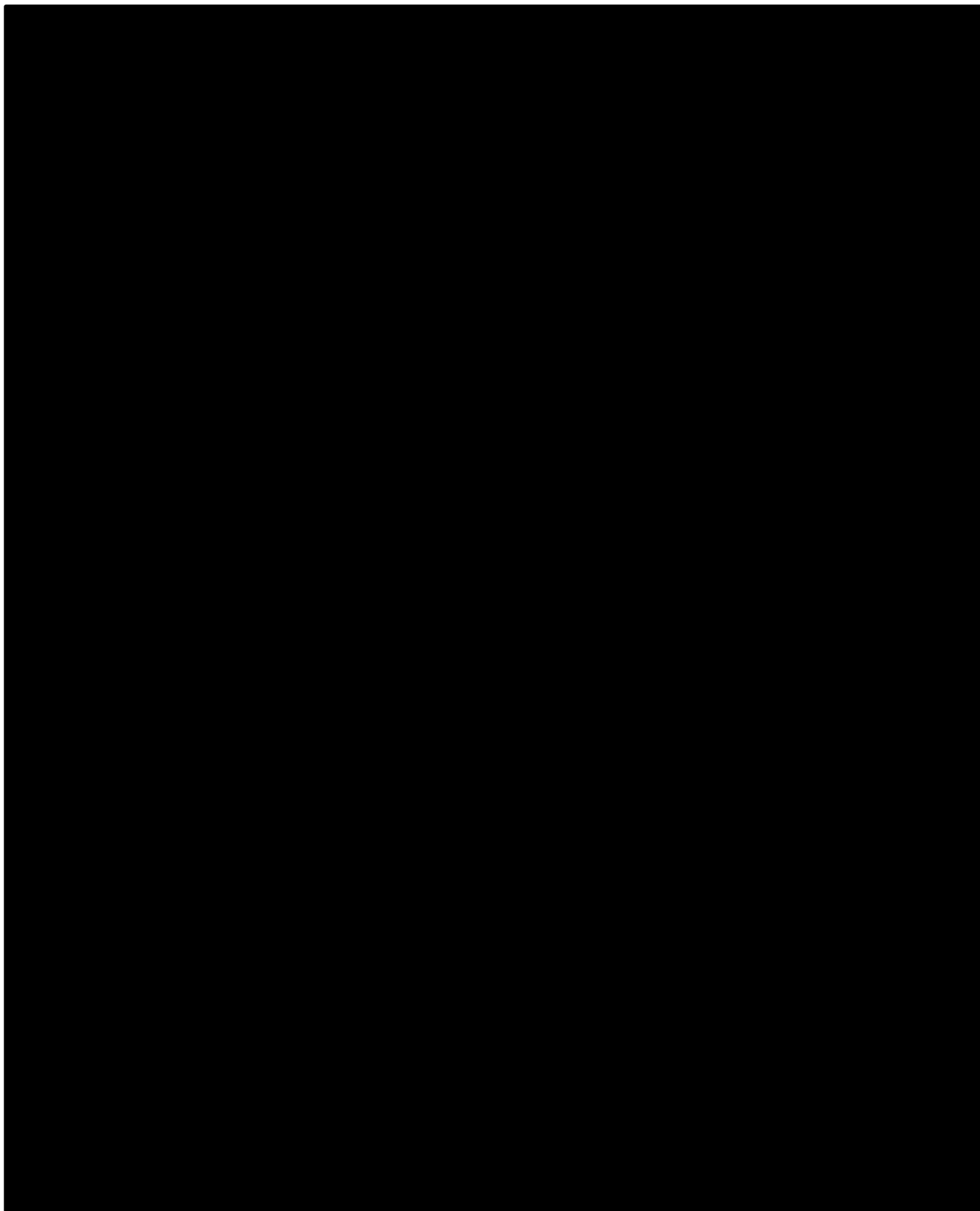


Рисунок 21 – Технологическая схема секции [REDACTED] трубопровода

« [REDACTED] » [REDACTED] км

Приложение Б
(справочное)

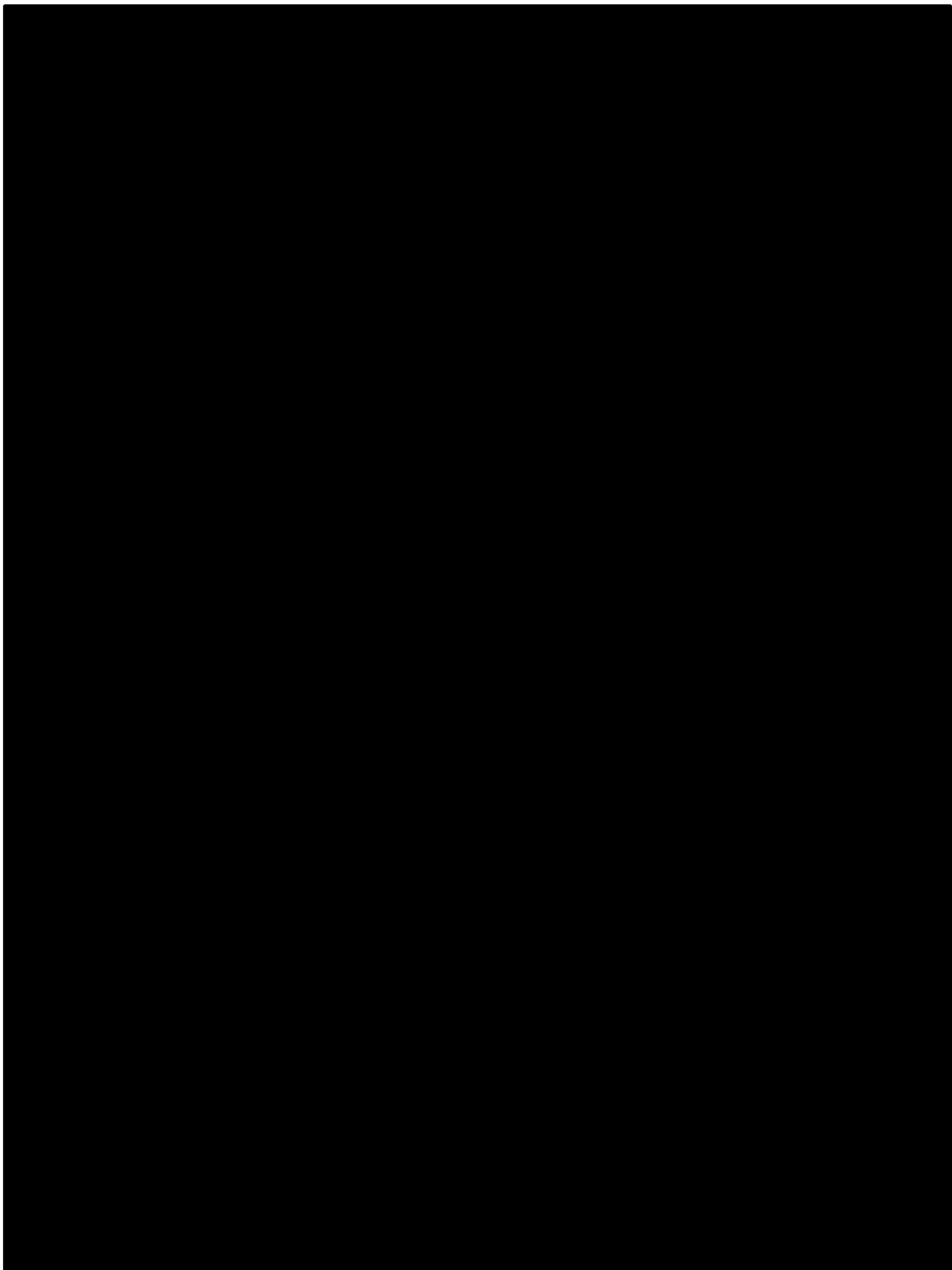


Рисунок 22 – Схема монтажа герметизирующей камеры