

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода
[REDACTED]»

УДК 622.692.4.004-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Синдеев Алексей Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н., доцент		08.06.2018г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			08.06.2018г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			08.06.2018г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н., доцент		08.06.2018г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
В области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
В области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
В области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
В области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки.	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗД	Синдееву Алексею Игоревичу

Тема работы:

«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода
_____»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

27.04.2018, № 3033/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

15.06.2018г.

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.).

Длина подводного переход – 61 м;
ширина русла – 30 м;
максимальная глубина реки – 2 м;
максимальная глубина разрабатываемой траншеи – 3 м;
Параметры трубы –530×8 мм;
сталь – 09Г2С;
рабочее давление – 6,1 МПа;
русло реки сложено гравийно-галечным материалом с песком

	Течение реки – 2,0 м/с, справа налево если смотреть по трассе.
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проведение обзора современной литературы по указанной тематике. 2. Характеристика объекта исследования 3. Выбор метода ремонта подводного перехода 4. Капитальный ремонт замены участка нефтепровода на подводном переходе 5. Ремонт подводного перехода через ██████████ магистрального нефтепровода «██████████» 6. Технологический расчет толщины стенки подводного перехода через ██████████ 7. Экономический расчет выбора ремонта подводного перехода 8. Производственная безопасность
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Таблицы, рисунки.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна, ассистент ООД ШБИП
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН ШБИП
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник Олег Владимирович	к.п.н., доцент		15.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Синдеев Алексей Игоревич		15.02.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗД	Синдееву Алексею Игоревичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Распределение сметной стоимости капитального ремонта подводного перехода траншейным методом
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Распределение затрат по видам работ капитального ремонта подводного перехода траншейным методом
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Использовать ставку дисконта 0.12 процентов, размер налога на прибыль 13 процента.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить коммерческую эффективность капитального ремонта подводного перехода траншейным методом
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение итоговой стоимости капитального ремонта подводного перехода траншейным методом
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка эффективности использования основных производственных фондов в стоимостной форме

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Синдеев Алексей Игоревич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Д	Синдееву Алексею Игоревичу

Инженерная школа	Природных ресурсов		Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>В административном отношении район производства работ относится к Парабельскому району Томской области. При ремонтных работах могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия трубопроводного транспорта. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов и мероприятия по их устранению.</p>	<p><i>Вредные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе</i> <i>Превышение уровня шума</i> <i>Превышение уровня вибрации</i> <i>Превышение уровней ионизирующих излучений</i> <i>Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны</i> <i>Недостаточная освещенность рабочей зоны</i> <i>Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися</i>
<p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов и мероприятия по их устранению.</p>	<p><i>Опасные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)</i> <i>Электрическая дуга и искры при сварке</i> <i>Электрический ток</i> <i>Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов</i> <i>Взрывоопасность и пожароопасность</i>

<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>При капитальном ремонте подводного перехода воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Капитальный ремонт подводного перехода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель; - уничтожением лесных массивов.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Чрезвычайные ситуации на подводном переходе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, возникновения взрыва и развития пожара.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; ГОСТ 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 Система стандартов безопасности труда; 12.2.016.5-91 "Сооружения промышленных предприятий".</p>

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Синдеев Алексей Игоревич		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)
 Форма представления работы:
 Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.05.2016г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.03.2018	Характеристика объекта исследования	12
28.04.2018	Выбор метода ремонта подводного перехода	12
15.04.2018	Капитальный ремонт замены участка нефтепровода на подводном переходе	12
29.04.2018	Ремонт подводного перехода через ██████████ магистрального нефтепровода «██████████»	12
04.05.2018	Технологический расчет толщины стенки подводного перехода через ██████████	11
16.04.2018	Экономический расчет выбора ремонта подводного перехода	11
18.04.2018	Производственная безопасность	10
04.05.2018	Заключение	10
06.05.2018	Презентация	10
	Итого:	100

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе были применены следующие термины и определения:

Пойма: Часть дна речной долины, сложенная наносными грунтово-илистыми отложениями и периодически заливаемая в половодье и паводки.

берег: Узкая полоса суши в зоне сопряжения водной поверхности водоема или водотока с прилегающими склонами земной поверхности, находящаяся под непрерывным и непосредственным воздействием воды.

межень: Фаза водного режима реки, ежегодно повторяющаяся в одни и те же сезоны, характеризующаяся малой водностью, длительным стоянием низкого уровня, возникающая вследствие уменьшения питания реки.

задвижка береговая: Задвижка, установленная на границе перехода на отметках не ниже отметок уровня высоких вод 10 % обеспеченности независимо от типа перехода (одно- или многониточный) и ширины водной преграды.

задвижка секущая: Задвижка, установленная на перемычке (технологическом трубопроводе) между основной и резервной нитках и являющаяся крайней к основной нитке.

коридор технический: Система трубопроводов, линий электропередач, кабелей связи и других инженерных коммуникаций, проложенных по одной трассе или пересекающихся, и имеющих сопряженные полосы отвода или охранные зоны.

долговременный (грунтовый) репер: Закреплённый на местности пункт планово-высотной геодезической сети, тип закрепления которого обеспечивает сохранность плановой и высотной опоры на длительные сроки, на период

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода [redacted]»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Синдеев А.И.				ДР	9	114
Руковод.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б3Д		
Консульт.								
Зав. каф		Брусник О.В.						

производства текущих и последующих геодезических работ, в том числе для выноса трассы в натуру и организации строительных работ линейной части трубопровода, а также на период эксплуатации трубопровода.

недозаглубление трубопровода: Отклонение высотного положения трубопровода от нормативного.

провис трубопровода: Оголение трубопровода с образованием зазора между нижней образующей трубы и грунтом.

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения

БД - база данных;

ВЛ - доля трассовые линии электропередач;

ПП МН -подводный переход магистрального нефтепровода;

ПМН -переход магистрального нефтепровода через водную преграду;

ДДК - дополнительный дефектоскопический контроль;

КИП - контрольно-измерительный пункт;

КПП СОД - камера пуска-приема средств очистки и диагностики;

КТП - комплектная трансформаторная подстанция;

КТ - колодец технологический;

ЛАРН - ликвидация аварийного разлива нефти;

ПЛА -план ликвидации аварий;

РНУ -районное нефтепроводное управление ;

ЛЧ - линейная часть;

ЛЭП - линия электропередачи;

ЛАЭС - линейная аварийно эксплуатационная служба;

МТ - магистральный трубопровод;

НПС - нефтеперекачивающая станция;

НТД - нормативно-техническая документация;

МН - магистральный нефтепровод.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

1.	ГОСТ 12.1.046-85. Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
2.	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
3.	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
4.	ГОСТ Р 51858-2002. Нефть.
5.	ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
6.	ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
7.	ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
8.	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования.
9.	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 103 с., 20 рис., 15+экон табл., 40 источников.

Ключевые понятия данной ВКР: подводный переход, магистральный нефтепровод, капитальный ремонт, метод протаскивания, дефект, техническое состояние.

Объект исследования ВКР: подводный переход магистрального нефтепровода.

Цель работы – определение наиболее подходящих методов и технологий ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода, использования которых приведет к повышению его надежности, устойчивости и безопасной работы оборудования.

В работе рассмотрены различные способы ремонта подводного перехода и необходимого оборудования. Потребность в капитальном ремонте подводного перехода возникла по причине его износа. Наиболее оптимальным способом его ремонта выбран метод строительства новой нитки подводного перехода методом протаскивания. В данной ВКР отслеживается последовательность проведения работ методом протаскивания, проводится технологический расчет выбора толщины стенки трубы, а так же анализ ее устойчивости.

Рассмотрены и проанализированы процедуры и мероприятия, целью которых является безопасное ведение технологического процесса и предупреждение негативного влияния токсичных веществ на эксплуатационный персонал и окружающую среду в целом. Особое внимание уделяется мерам по охране труда и безопасности строительства, а так же безопасности в чрезвычайных ситуациях. Представлены экономические расчеты, обосновывающие эффективность ремонта подводного перехода.

В работе приведены как подготовительные, так и основные работы.

Область применения ВКР. Выявленное техническое решение может быть полезным и применимым в работе транспортной системы углеводородов. Его могут использовать производственные и проектные организации.

Экономическая эффективность/значимость ВКР. Величина инвестиционных издержек при традиционном способе укладки подводного перехода составляет 38928,11 тыс. рублей, что в 5,4 раза экономней, чем при использовании метода ННБ.

Таким образом, ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода эффективен.

Результаты данной работы могут быть использованы для анализа текущего состояния магистрального трубопровода, а также для определения метода его ремонта и выбора необходимого для этого оборудования

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода»		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.		Синдеев А.И.			Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.			ДР	12	114
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б3Д		
Зав. каф		Брусник О.В.					
					Реферат Определения, обозначения, Сокращения, нормативные ссылки		

Abstract

Final paper 103 p., 20 fig., 15 tabl., 40 citations.

Key words: underwater crossing, oil pipeline, overhaul, pulling method, defect, technical condition.

Object of study is underwater transition of oil pipeline.

The purpose of the work – selection of optimal technologies and methods of repair of the underwater crossing of oil pipeline in order to increase its reliability and safe operation of the equipment.

In the final paper were studied the current methods of repair of underwater transition and the necessary equipment. Due to wear and tear, needed overhaul of underwater crossing. As a method of repair chosen method of construction of a new line of underwater transition by pulling. The paper shows the sequence of the work for the pulling method, and a technical calculation of choice of the pipe wall thickness and test its stability.

The measures and activities for the safe conduct of the process and avoid the influence of harmful and toxic substances on the operating personnel and the environment as a whole are considered and listed. Measures for health and safety of construction and safety of emergency protection are shown. Economic calculations were performed, and it proving the effectiveness of the underwater crossing repairs.

The paper presents the preliminary and main works.

Application area. Developed technical solution can be applied in the transport system of hydrocarbon and may be used by manufacturing and design organizations.

Cost-effectiveness/significance of work. The amount of investment costs in the traditional way of laying an underwater crossing was 38,928.11 thousand. Rubles, which is 5.4 times cheaper than by DD method.

Repair of the underwater crossing of the main oil pipeline is efficient.

The results of this work can be used to evaluate the state of the pipeline, as well as the choice of method and the required repairs to this equipment

					Abstract	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Оглавление	
Введение	16
1. Обзор литературы.....	18
2. Общая характеристика объекта.....	20
2.1. Территория участка подводного перехода	20
2.2. Подводные переходы трубопроводов	22
2.3. Классификация подводных переходов.....	23
2.4 Краткая характеристика подводного перехода магистрального нефтепровода [REDACTED]	26
3. Выбор метода ремонта подводного перехода.....	26
3.1. Определение технического состояния подводного перехода	27
3.2. Дефекты подводных переходов магистральных нефтепроводов	27
3.3. Капитальный ремонт подводных трубопроводов	29
3.3.1 Метод установки муфты	30
3.3.2. Технологическая схема демонтажа пригрузов, футеровки и снятия изоляции.....	32
3.3.3 Технологическая схема ремонта дефектного участка нефтепровода с применением кессона, полукессона, герметизирующей камеры или шпунтовой стенки.....	37
3.3.4 Технологическая схема подводного восстановления изоляции трубопровода	40
3.3.5 Технологическая схема восстановления балластировки	41
3.3.6Технологическая схема ремонта оголенных и провисших участков отсыпкой песчано - гравийной смеси	43
3.3.7Технологическая схема ремонта оголенных и провисших участков укладкой мешков с песчано - цементной смесью.....	44
3.3.8Технологическая схема ремонта оголенных и провисающих участков и участков с недостаточной глубиной залегания с помощью гибких бетонных матов	45
4. Капитальный ремонт замены участка нефтепровода на подводном переходе	47
4.1. Обзор существующих методов строительства подводных переходов.....	48
4.2. Изолированный способ строительства подводного перехода.....	50
5.Ремонт подводного перехода через [REDACTED]	51
5.1 Водолазное обследование	51
5.2 Земляные работы	52
5.3 Монтажно-укладочные работы подводного перехода.....	55
5.3.1 Демонтаж старой нитки трубопровода	55

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода [REDACTED]»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Синдеев А.И.			Оглавление	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				ДР	14	114
Консульт.						ТПУ гр. 3-2БЗД		
Зав. каф		Брусник О.В.						

5.3.2	Сварочно-монтажные работы	55
5.3.3	Гидравлическое испытание	58
5.3.4	Изоляция.....	59
5.3.6	Футеровка подводного трубопровода.....	61
5.3.7	Балластировка подводного трубопровода.....	62
5.3.8	Укладка новой плети трубопровода.....	62
5.3.9	Берегоукрепления пойменной части подводного перехода	64
6.	Технологический расчет толщины стенки подводного перехода через [REDACTED]	66
6.1	Расчет толщины стенки трубопровода	66
6.2	Проверка толщины стенки на прочность и деформацию.....	68
6.3	Расчет устойчивости трубопровода на водном переходе.....	71
7.	Экономический расчет выбора ремонта подводного перехода	76
7.1	Содержание проекта производства работ.....	76
8.	Производственная и экологическая безопасность при капитальном ремонте подводного перехода магистрального нефтепровода.....	85
8.1	Производственная безопасность	85
8.1.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	87
8.1.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	90
8.1.3	Оценка площади загрязнения земель и водных объектов	93
8.2	Экологическая безопасность.....	95
8.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	97
	Результаты исследования	98
	Заключение.....	99
	Список использованной литературы	100

Введение

В настоящее время в России происходит развитие трубопроводной системы транспорта нефти, как наиболее прогрессивного вида транспорта углеводородов. Практически все существующие магистральные нефтепроводы имеют многочисленные переходы через водные преграды, такие как реки, озера и водохранилища.

Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам вызывает необходимость в обеспечении надежной работы трубопроводных систем.

Отказы на магистральных трубопроводах наносят не только большой экономический ущерб из-за потерь продукта и нарушения непрерывного процесса производства в смежных отраслях, но могут сопровождаться загрязнением окружающей среды, возникновением пожаров и даже человеческими жертвами.

При транспортировке больших объемов нефти, высоких давлениях необходимо обеспечивать надежность магистральных нефтепроводов и предупреждение отказов, аварий. Естественное старение магистральных нефтепроводов и в связи с этим значительное повышение требований к их экологической безопасности – характерные особенности условий работы трубопроводного транспорта нефти. Эти моменты и определяют основные направления совершенствования системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в отрасли.

Качество выполнения ремонтных работ во многом определяется совершенством применяемых машин и механизмов, качественной организацией операционного контроля на всех этапах ремонта и, наконец, грамотным выполнением требований технологии ремонта.

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Синдеев А.И.			Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				ДР	16	114
Консульт.					ТПУ гр. 3-2БЗД			
Зав. каф		Брусник О.В.						

Именно поэтому поддержание работоспособного состояния нефтепроводов сопряжено с большими капиталовложениями, а в сложных условиях строительства и ремонта со значительными техническими трудностями.

При обнаружении дефектов появляется необходимость в обосновании тех или иных способов восстановления работоспособности нефтепровода (капитальный ремонт нефтепровода).

Из этого следует **актуальность работы**: выбор оптимального метода ремонта подводного перехода через реку ████████ согласно технико-экономических показателей.

Цель работы: выбор оптимальной технологии ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода с целью повышения его надежности и безопасной работы оборудования.

Исходя из поставленной цели, необходимо выполнить следующие **задачи**:

1. Провести обзор современной литературы по указанной тематике.
2. Рассмотреть существующие способы ремонта подводного перехода и применяемого для этого оборудования.
3. Провести технологические расчеты для ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода.
4. Обосновать технико-экономическую эффективность выбираемого способа ремонтных работ и применяемого для этого оборудования.
5. Выявление мероприятий по охране труда и защите окружающей среды.

Объект исследования: подводный переход магистрального нефтепровода.

Предмет исследования: ремонтные работы на подводном переходе.

Практическая значимость: результаты данной работы могут быть использованы для оценки состояния магистрального трубопровода, а также оценки выбора оптимального метода его ремонта в заданных условиях, а также требуемого для этого оборудования.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

1.Обзор литературы

Подводный переход – особый конструктивный элемент линейной части магистрального трубопровода, который представляет потенциальную опасность для окружающей среды.

Дальнейшее старение трубопроводов, многократное повышение уровня требований к безопасности и надежности трубопроводного транспорта, современные научные представления и инженерные разработки создают сегодня предпосылки для совершенствования концептуальных подходов к вопросу предупреждения аварийных ситуаций на подводных переходах.

Система технического обслуживания и ремонта подводных переходов предусматривает организацию работ, обеспечивающую безопасность трубопроводов при надлежащем уровне контроля, выбор рациональных методов предупреждения аварийных ситуаций, а также готовность к их ликвидации.

Тематике ремонта подводных переходов магистральных нефтепроводов посвящено значительное количество работ.

Как и любое мероприятие в нефтегазовой отрасли, капитальный ремонт подводных переходов строго регламентируется нормативными документами: РД 153-39.4Р-117-02 «Технология и проектирование выборочного ремонта подводных трубопроводов» [3], РД 153-39.4-067-04 «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов» [4], РД-75.200.00-КТН-371-09 «Подводные переходы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Выборочный ремонт дефектных секций» [5], СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Синдеев А.И.			Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				ДР	18	114
Консульт.						ТПУ гр. 3-2БЗД		
Зав. каф		Брусник О.В.						

Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* «Свод правил. Магистральные трубопроводы» [6] и другими.

Кроме этого данным вопросом занимался целый ряд ученых.

В своей работе «Обеспечение надежности и безопасности подводных переходов магистральных нефтепроводов» Идрисов Р.Х. [7] затрагивает вопрос разработки расчетной модели и программы определения безопасных режимов эксплуатации подводных нефтепроводов, имеющих оголенные и провисающие участки.

В работе Кузьмина С.В. «Исследование взаимодействия трубопроводов в процессе ремонта подводного перехода методом «труба в трубе» [8] поднята тема разработки методики определения сил сопротивления перемещению ремонтного трубопровода с учетом потери его устойчивости во внутренней полости ремонтируемого участка. Также были разработаны технические решения, связанные с реализацией различных способов капитального ремонта методом «труба в трубе».

Жецкая Н.В. в работе «Исследование и разработка технологии строительства и ремонта подводных переходов с использованием легких заполнителей» [9] теоретически обосновывает принципиально новую конструктивно-технологическую схему прокладки подводных переходов, а также рассчитывает напряженно-деформированного состояния подводного трубопровода, проложенного по данной конструктивно-технологической схеме.

В работе «Исследование динамики движения ремонтных секций в подводных переходах трубопроводов» [10] Сапожников Е.В. разрабатывает и исследует динамическую модель длиномерной внутритрубной вставки, с учетом ее основных геометрических параметров и физико-механических свойств материала, предлагает метод численного решения уравнений. Этот метод позволяет проводить расчеты в реальном масштабе времени, с целью управления движением вставки на ремонтируемом подводном переходе.

Помимо вышеупомянутых ученых вопросом ремонта подводных переходов занимались и множество других ученых.

					Обзор литературы	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Общая характеристика объекта

2.1. Территория участка подводного перехода

Подводный переход нефтепровода [REDACTED] входит в состав приемо-сдаточного пункта [REDACTED] который территориально расположен в Парабельском районе Томской области. По нему транспортируется нефть, поступающая с [REDACTED] месторождения. Диаметр трубопровода составляет 530 мм, рабочее давление 6,1 МПа, сталь 09Г2С.

В Парабельском районе добывается множество природных ресурсов – нефть, газ, лес, торф и др.

Для данного района свойственен равнинный рельеф. Абсолютные высоты не превышают 200 м. Части крупных рельефных единиц: Обь-Тымская низменности, Васюганская и Кетско-Тымская наклонная равнина.

В Парабельском районе найдены месторождения газа, нефти, кирпично-керамзитовые глины, торф.

Томская область разделена на четыре условные, разные по площади и запасам подземных вод, зоны. Отличаются они по возможностям и характеру водоотбора с учетом разности водообильности и проницаемости отложений, мощности зоны, качества и экологической защищенности пресных вод. На площадь Парабельского района из них заходят три зоны.

Климат Парабельского района, как и всей Томской области, континентально-циклонический, суровый. Температура среднегодовая от $-1,3^{\circ}\text{C}$ до $-2,7^{\circ}\text{C}$

Из-за большой протяженности района с юго-запада на северо-восток (около 450 км) его климат неоднороден.

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода [REDACTED]»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Синдеев А.И.			Общая характеристика объекта	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				ДР	20	114
Консульт.						ТПУ гр. 3-2БЗД		
Зав. каф		Брусник О.В.						

Густота речной сети на территории Парабельского района составляет 0,25 – 0,30 км/км². Местные реки извилисты, имеют малые уклоны. Наиболее крупные реки Обь, Пайдугина и Парабель.

На территории Парабельского района среди болот расположено самое крупное озеро Томской области – Мирное. Оно имеет площадь 18,3 км² и находится в бассейне р. Чузика к северо-западу от с. Пудино. Длина его 6 км, ширина – 3,5 км. Озеро мелкое, преобладают глубины 2 – 4 м. Берега водоема низкие, сложены песком и торфом. Озеро Мирное образовалось более 5400 лет. Кроме того, множество озер расположены в поймах рек, встречаются они и на болотах.

Парабельский район находится на территории 2-ух подзон таежной зоны Западно-Сибирской равнины: правобережье – в пределах средней тайги, а левобережье – в южной тайге. В правобережье в основном растут елово-кедровые, сосновые, пихтово-елово-кедровые, березовые леса. Левый берег Парабельского района находится в зоне южной тайги. Растительный мир разнообразен. В верховьях р. ██████████ растут березовые леса с примесью пихты, ели, кедра, кедрово-пихтовые и пихтово-елово-кедровые леса.

Обская пойма в районе от 16 до 32 км. Отличается от окружающих территорий растительным покровом. В нем основную роль играют сырые осоковые луга. Леса (березняки, ивняки, топольники) занимают около 16% территории, заросли кустарника (ивняки) – 13%. Почти нет болот.

Запасы леса 4.3 млн. м³, хвойные леса – 1 млн. м³.

					Общая характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

2.2. Подводные переходы трубопроводов

Обеспечение эксплуатационной надежности и экологической безопасности является одним из главных требований при строительстве и эксплуатации нефтепроводов. Переходы через водные преграды относят к наиболее ответственным и уязвимым участкам. Даже малейшие повреждения на них могут привести к крупным затратам на ремонт и ликвидацию, а также к губительным экологическим последствиям.

Сложности, возникающие на участках трубопроводов, через водные преграды:

- постоянное гидравлическое давление;
- большая подверженность коррозии;
- сложность контроля состояния нефтепровода;
- негативные последствия для окружающей среды в случае утечки;
- большая стоимость строительства и ремонта.

К подводным переходам относятся участки магистральных трубопроводов, проложенные через водоемы (озера, реки, водохранилища).

Границы подводного перехода:

- для многониточных переходов – расстояние между запорной арматурой, установленной на берегах;
- для однониточных переходов - участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ), не ниже отметок 10 %-ой обеспеченности, т.е. уровнем воды в водоеме, до которого вода может подниматься в течение ста лет до 10 раз.

					Общая характеристика объекта	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3. Классификация подводных переходов

Подводные переходы в соответствии со СНиП 2.05.06 – 85* разделяются на три категории - I, II, или В. Это разделение зависит от рабочих условий, диаметра, рабочего давления и от того, является ли водная преграда судоходной.

Также в зависимости от ширины объекта их разделяют по группам сложности. Группы сложности подводных переходов указаны в таблице 2.1.

Группа сложности	Характеристика условий пересечения водного объекта
Малые переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой до 30 м при средних глубинах 1,5 м
Средние переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой от 31 до 75 м при средних глубинах 1,5 м
Большие переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой более 75 м. Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой менее 75 м, но зона затопления которых составляет более 500 м (10% вероятности превышения уровня воды при 20-дневном стоянии)

Участки рек в зоне перехода по плановым и глубинным переформированиям русла подразделяются на категории (таблица 2.2).

Таблица 2.2-Категории рек

Категория	Глубинные и плановые переформирования	Характеристика	Примечание
I	Глубинные переформирования не превышают 1 м/год, а плановые – незначительны	Реки шириной до 50 м ленточно-рядового, осердкового и побочного типов, а также реки шириной более 50 м с устойчивым дном и берегами (скальные грунты с толщиной аллювиального слоя менее 1 м)	Опасность оголения труб полностью исключается, если глубина их заложения более 1 м, а врезка в берег более 5 м

					Общая характеристика объекта	Лист 23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

II	Глубинные переформирования достигают 2 м, а плановые –10 м	Реки шириной более 50 м ленточно-грядового и побочного типов	Трубопроводы не оголяются и не подвергаются силовому воздействию потока, если заглублены более 2 м, а врезка в берега более 15 м
III	Наибольшие глубинные переформирования достигают 2 м, а плановые –от 11 до 100 м	Участки переходов через реки с ограниченным, незавершенным и свободным типом меандрирования, а также участки пойменной многоруканности	
IV	Переформирования русла в течение нескольких дней или недель могут достигнуть глубины более 2 м, а в плане –несколько десятков метров	Участки горных рек с особыми формами руслового процесса, реки с явно выраженной неустойчивостью	Строительство подводных переходов через такие участки рек нецелесообразно

Условия надежной работы и эксплуатации подводных переходов в решающей мере зависят от проектирования и строительства русла реки.

Участки I типа – участки, на которых глубинные изменения малы. Трубопроводы на таких типах участков размываются реже всего.

К этим типам участков относятся:

- малые реки (ширина до 50 м) осередкового, ленточно-грядового и побочного типов;

- средние и крупные реки с устойчивыми берегами и руслами. Опасность размыва трубопровода минимальна, если глубина залегания больше 1 м, а врезка в берег 3-5 м.

Участки II типа характеризуются более глубинными деформациями – до 2 м, плановыми – до 10 м. К ним относят участки переходов через средние и крупные реки побочного и ленточного-грядового типов.

					Общая характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Участки III типа – максимальные глубинные переформирования русла до 2 м и плановое переформирование до 100 м. К ним относят переходы через малые, средние и крупные реки с русловым процессом ограниченного, незавершенного и свободного типа меандрирования и пойменной многорукавности в зависимости от плановых переформирований. Существует большая вероятность размыва трубопровода. Возможно повреждение трубопровода от воздействия потока, ледохода, а также повреждение якорями и волокушами судов и плотов.

Участки IV типа – это участки рек с особыми формами руслового процесса: селевые потоки, горные реки, реки с ярко выраженными неустойчивым руслом (максимальные плановые и глубинные более 2 м переформирования могут происходить в течение дня, недели или месяца).

Глубина заложения и врезка нефтепровода в берег зависит от специфики условий водной преграды. В некоторых случаях целесообразна установка надводных переходов.

Участки I типа чаще всего эксплуатируются без каких-либо проблем. Участки II и III типа подвержены размыву труб (что зависит от правильности глубины заложения), в свою очередь это приводит к повреждению нефтепровода. Не рекомендуется строительство подводного перехода на участках IV типа.

					Общая характеристика объекта	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4 Краткая характеристика подводного перехода магистрального нефтепровода ██████████

██████████ находится на территории Парабельского района Томской области. По данным диагностического обследования есть необходимость в проведение ремонта данного подводного перехода.

Рассматриваемый переход по группам сложности подводных переходов относится к малым переходам. Категория участков рек (таблица 2.2) – I.

Длина подводного переход – 61 м;

ширина русла – 30 м;

река глубиной – 2 м;

разрабатываемая траншея максимальной глубиной – 3 м;

Параметры трубы – 530*8 мм;

Марка стали – 09Г2С;

давление рабочее – 6,1 МПа;

Дно реки гравийно-галечное с

Река с течением – 2,0 м/с, справа налево по ходу движения трассы.

Изоляционное покрытие: «Пластобит – 40», усиленное, грунтовка, мастика, «Изобит» и обертка ПЭКОМ.

Футеровка: непрерывная, деревянными рейками сечением 4000*60*30 по ТУ 112-13-85.

Балластировка: чугунными грузами, марка СЧ-15 ГОСТ 1412-85.

Русло реки на данном участке извилистое, берега пологие. Река Чижалка не судоходная.

В настоящее время состояние подводного перехода близко к неработоспособному, так как в результате диагностики на нем были обнаружены дефекты первоочередного ремонта: гофр с потерей металла глубиной равной 50% толщины стенки трубы и секция, подлежащая ремонту, с общей площадью потери металла 20% от площади наружной поверхности секции. Это требует проведения ремонта данного подводного перехода.

					Общая характеристика объекта	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Выбор метода ремонта подводного перехода

3.1. Определение технического состояния подводного перехода

По результатам определения технического состояния нефтепровода, выбирается метод ремонта. Также при выборе метода учитываются требования действующих нормативно-технических документов.

По данным внутритрубной диагностики и обследования ПП (определения планово-высотного положения трубопровода и гидравлических характеристик водной преграды) определяется техническое состояние. В ходе обследования определяется:

- положение дефектов, подлежащих ремонту, в границах ПП;
- глубина заложения трубопровода, а также глубина водной преграды в месте дефекта по профилю ПП;
- зоны провисов и оголений нефтепровода, которые наносятся на топографический план и продольный профиль.

3.2. Дефекты подводных переходов магистральных нефтепроводов

Дефект – каждое отдельное несоответствие нормативным документам: стенки, сварных швов, геометрических форм трубы, а также соединительные, конструктивные детали и приварные элементы, не соответствующие нормативным документам.

Согласно РД 23.040.00-КТН-090-07 [13] определение дефекта выглядят следующим образом:

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода [REDACTED]			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Синдеев А.И.			Выбор метода ремонта подводного перехода	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				ДР	27	114
Консульт.						ТПУ гр. 3-2БЗД		
Зав. каф		Брусник О.В.						

Далее рассмотрим классификацию дефектов согласно [4] (рисунок 3.1).

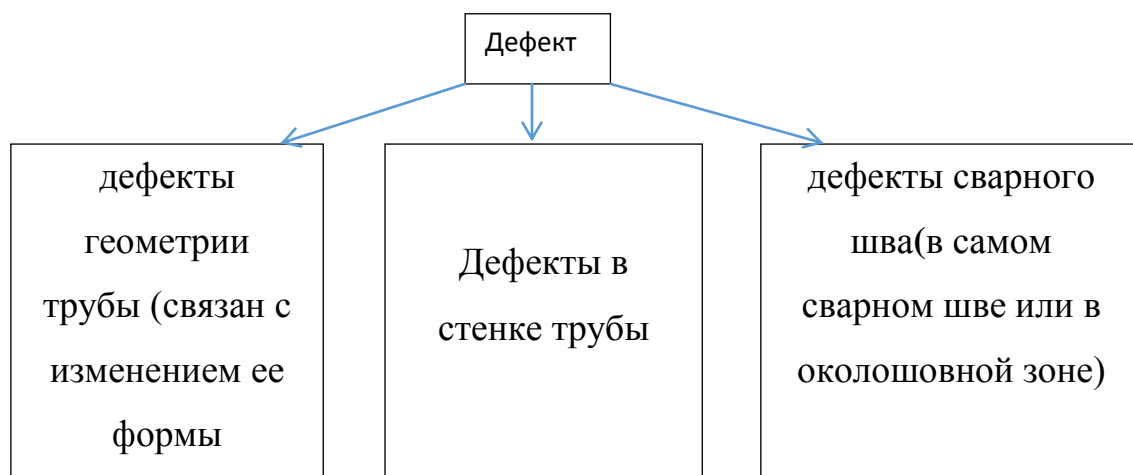


Рисунок 3.1 – Дефекты трубопроводов

К первой группе относятся:

- вмятина – дефект формы, связанный с уменьшением внутреннего диаметра трубы. Возникает по причине механического воздействия на стенку трубы твердого тела;

- гофр – складка круговой или дугообразной формы на теле трубы. Образовывает в зоне деформаций местные впадины или выпучивания. Может изменять внутренний диаметр;

- овальность – дефект геометрии трубы, длиной 1,5 номинальных диаметра и более. Сечение трубы имеет отклонение от окружности, а наименьший и наибольший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях.

Ко второй:

- коррозионная потеря металла – местное истончение стенки трубы по причине коррозионного воздействия;

- уменьшение толщины стенки трубы (технологическое) - плавное истончение стенки, образовавшееся в процессе изготовления;

- трещина - разрыв (несплошность) металла, геометрия которого определяется двумя размерами (протяженность, глубина);

- расслоение - внутреннее нарушение целостности стенки трубы, разделение металла на слои, технологического происхождения;

					Выбор метода ремонта подводного перехода	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

–риска (задир, царапина) – дефект на поверхности трубы в виде заглубления с потерей толщины стенки. Возникает в результате контакта стенки трубы с твердым телом.

3.3. Капитальный ремонт подводных трубопроводов

При капитальном ремонте применяются следующие технологические схемы и способы:

- ремонт с применением клеевых композиций;
- ремонт методом «Труба в трубе»;
- ремонт оголившихся и провисающих участков подсыпкой бутового камня и щебня (по направляющим устройствам);
- ремонт подводного перехода с прокладкой новой нитки:
 - а) в новом створе;
 - б) в этом же створе, вместо существующей;
- ремонт с использованием кессонов и полукессонов;
- ремонт оголившихся и провисающих участков уложением мешков с каменистыми материалами (гравий, щебень), с песчано-цементной смесью (ПЦС);
- ремонт методом подсадки.
- ремонт оголившихся и провисающих участков с применением гидротехнических сооружений (возведением русловыправительных сооружений);

Выборочный ремонт подводных трубопроводов включает в себя ремонт методами, регламентируемыми РД153-39.4-067-00 «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов»:

- вырезка катушки или части трубопровода с дефектом;
- установка композитной муфты, по технологии КМТ;
- установка обжимной приварной муфты;

					Выбор метода ремонта подводного перехода	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- установка галтельной муфты;
- заварка;
- шлифовка.

3.3.1 Метод установки муфты

Ремонт методом установки муфты на подводном переходе утверждается после проведения технико-экономической оценки (ПТЭО) методов ремонта. При проведении выборочного ремонта заваркой, шлифовкой и установкой муфты можно использовать методы ремонта описанные в РД 153-39.4—067-00.

Виды дефектов, ликвидируемых методом установки муфты для подводного ремонта нефтепровода, и требования по их установке описаны в таблице 3.1.

Таблица 3.1-Дефекты подводных трубопроводов, устраняемые методом установки муфты для подводного ремонта трубопровода и требования по установке муфт [3]

Наименование дефекта	Описание ремонтируемых дефектов	Требования по установке муфты
1	2	3
1. Дефекты геометрии трубы	гофр вмятина	Расстояние между образующей трубы и внутренней поверхностью муфты должно превышать высоту гофра (см. рисунок 1) более чем на 5% высоты гофра, (рисунок 3.2а)
2. Дефекты стенки трубы	потеря металла риска	Расстояние между внутренними границами зон контакта муфты с

Окончание таблицы 3.1

1	2	3
2. Дефекты стенки трубы	расслоение расслоение с выходом на поверхность расслоение в околошовной зоне трещина	поверхностью трубы должно превышать размер дефекта вдоль оси трубы более чем на 0.2 наружного диаметра трубы (рисунок 3.2б)
3. Дефекты продольных, поперечных и спиральных сварных швов	Несплошности плоскостного типа Аномалии Смещение кромок	Расстояние между образующей трубы и внутренней поверхностью муфты должно превышать высоту дефекта в сумме с усилением шва более чем на 5% от этой суммарной высоты (рисунок 3.2в)

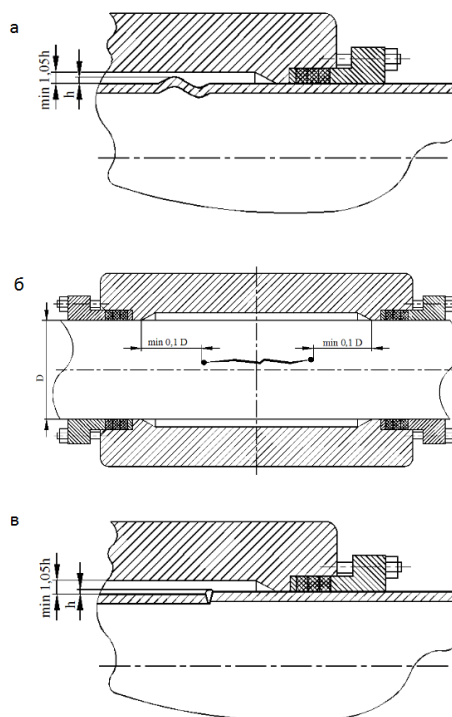


Рисунок 3.2 – Установка муфт для подводного перехода[3]

Условия, при которых устанавливают муфты для подводного ремонта нефтепровода:

–наличие дефекта или группы дефектов в русловой части, для устранения которых достаточно установки одной муфты;

					Выбор метода ремонта подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

- невозможность применения герметизирующей камеры, кессона или шпунтовой конструкции (глубина и скорость течения реки);
- необходимость немедленного устранения сквозного дефекта ПОР;
- при обоснованности после проведения ПТЭО.

По данным ВТД до разработки ПТЭО принимается решение о выборе методов выборочного ремонта, обязательных работ для нахождения места дефекта и его дальнейшее исследование.

Если дефект или группа дефектов возможно отремонтировать с использованием муфты, проводится предварительная оценка.

Рассмотрим очередность выполнения операция при установке ремонтной муфты на подводном переходе.

В первую очередь нужно определить местоположения дефекта и привязать к геодезической сети. Далее необходимо расставить технику для вскрытия. После вскрытия выполняют операции по демонтажу балластировки, футеровки и изоляции. Далее определяют дефектную секцию и при необходимости дорабатывают. После этого проводят ДЦК, делают разметку и маркировку трубопровода. Также ультра-звуковой участков, уплотняемых ГМ. Установка и контроль Гм и наполнение ее эпокидом. Наносят изоляционное покрытие, восстанавливают футеровку и устанавливают пригруза. В конце проводят засыпку котлована.

3.3.2. Технологическая схема демонтажа пригрузов, футеровки и снятия изоляции

Расстановка технических средств зависит от судосходности водного объекта, а также от периода открытого или закрытого русла (рисунки 3.3, 3.4, 3.5).

					Выбор метода ремонта подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

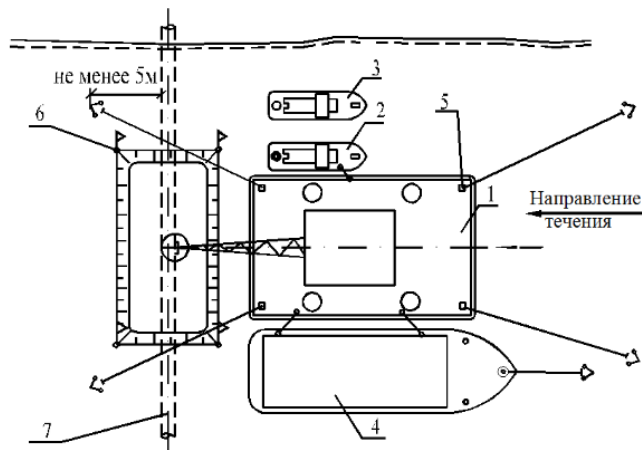


Рисунок 3.3 – Схема расстановки механизмов для монтажных и демонтажных работ в период открытого русла на судоходных реках[3]

1 – плавкран; 2 – водолазный бот; 3 – буксирный катер; 4 – баржа; 5 – якорная лебедка; 6 – буй; 7 – трубопровод

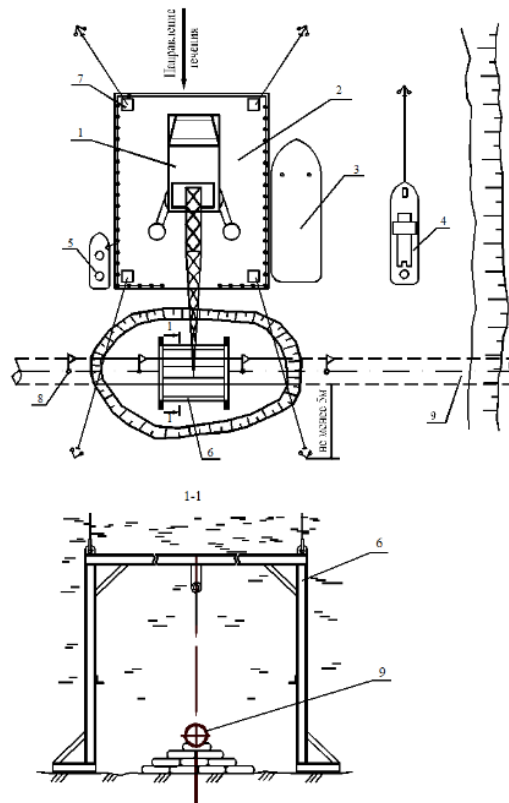


Рисунок 3.4 – Схема расстановки для демонтажных работ в период открытого русла на несудоходных реках [3]

1 – автокран; 2 – плавплощадка; 3 – водолазный бот; 4 – буксирный катер; 5 – шлюпка; 6 – монтажная рама; 7 – якорная лебедка; 8 – буй; 9 – трубопровод

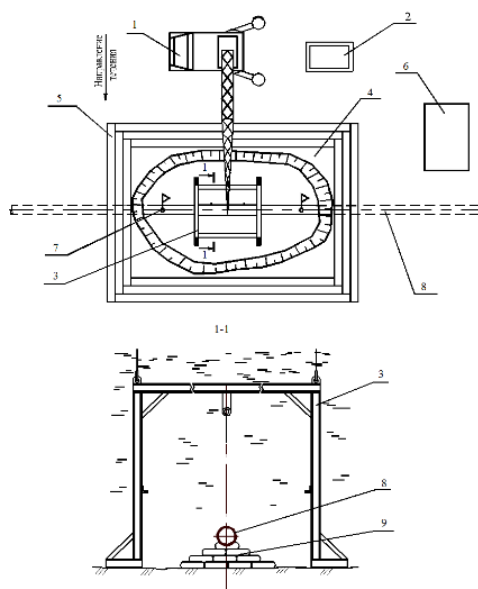


Рисунок 3.5 - Схема расстановки для демонтажных работ в период закрытого русла

[3]

1 – автокран; 2 – компрессорная установка; 3 – монтажная рама; 4 – майна; 5 – дощатый настил; 6 – водолазная станция; 7 – буй; 8 – трубопровод; 9 – мешки с песком

Рассмотрим расстановку основного и вспомогательного оборудования и ее очередность.

Во первых, выполняют разметку границ демонтажа футеровки и необходимое число снимаемых пригрузов. Потом выполняется доставка мешков с песком и подбивка под трубопровод за местами оголения, для обеспечения устойчивости при установке муфты. Далее выполняют пазы на полугрузах с обеих сторон, для пропуска через них строп. На них закрепляют полугруза. Это делается для того чтобы избежать сдвига во время снятия крепежей. После этого в котлован подается и крепится монтажная рама над удаляемым пригрузом для очистки крепежей утяжелителей от продуктов коррозии. Потом осуществляется удаление крепежей гаечными ключами либо срезка ножовками по металлу для подводной резки. Далее производят подъем полугрузов из котлована (рисунок 3.6).

					Выбор метода ремонта подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

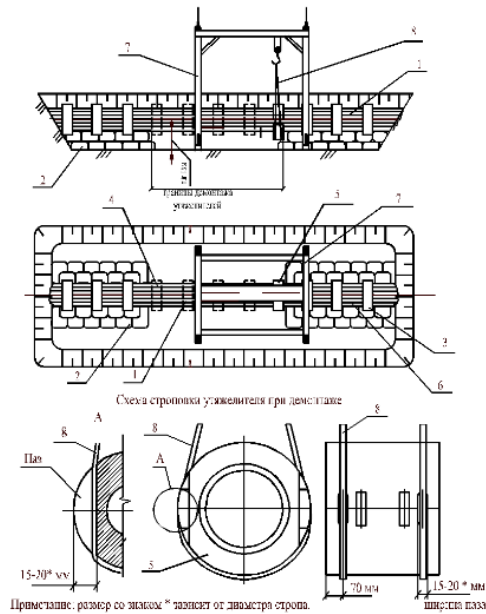


Рисунок 3.6 – Схема демонтажа пригрузов на ремонтируемом трубопроводе [3]

1 - трубопровод; 2 - мешки с песком; 3 - существующие пригрузы; 4 - демонтируемые пригрузы; 5 - демонтируемый пригруз; 6 - футеровка; 7 - монтажная рама; 8 - строп

Все остальные утяжелители удаляют идентичным способом. Вместе с этим разрезают футеровку, по отмеченным границам(1-1,5м) и далее удаляют ее из котлована (рисунок 3.7).

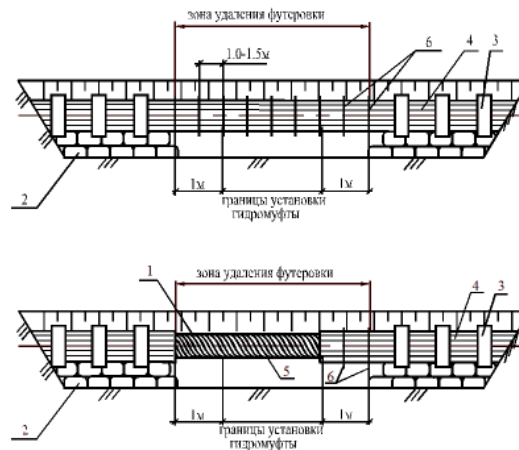


Рисунок 3.7 - Схема демонтажа футеровочной рейки с ремонтируемого трубопровода [3]

1 - трубопровод; 2 - мешки с песком; 3 - существующие чугунные пригрузы; 4 - существующая сплошная футеровка рейками; 5 - изоляционное покрытие; 6 - линии разметки резки футеровочной рейки

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

После окончания предыдущих работ выполняют разметку зоны удаления изоляционного покрытия и его удаление при помощи «гидробластера» или гидравлической шлифовальной машиной (рисунок 3.8);

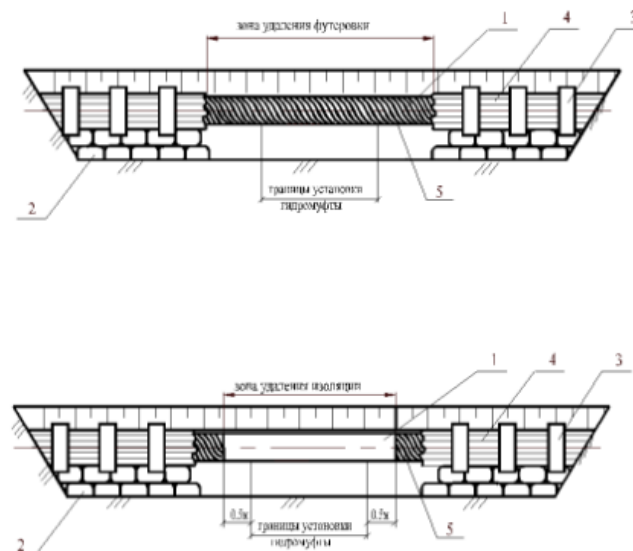


Рисунок 3.8 - Схема снятия изоляции ремонтируемого трубопровода [3]

1 - трубопровод; 2 - мешки с песком; 3 - существующие чугунные пригрузы; 4 - существующая сплошная футеровка; 5 - изоляционное покрытие

Далее более точно определяется место дефекта и осмотр места прилегания муфты с поверхностью трубопровода с помощью УЗК (рисунок 3.9);

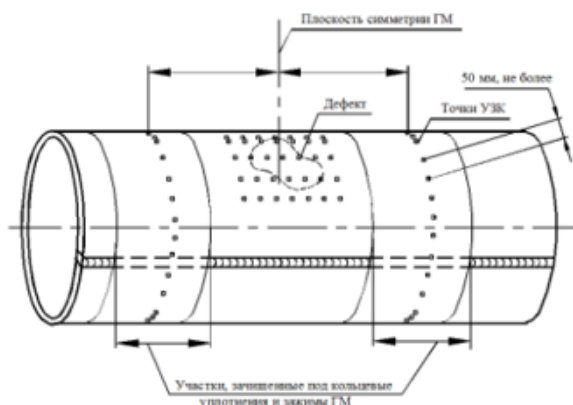


Рисунок 3.9 - Схема проведения УЗК для уточнения координат и размеров дефекта и дефектоскопии мест контакта с уплотнением и зажимами муфты для подводного ремонта трубопровода[3]

Далее поверхность трубы в местах контакта с муфтой зачищают и проверяют на геометрию, измеряют зазоры между калибром и трубой через каждые 90 градусов в четырех точках (рисунок 3.11).

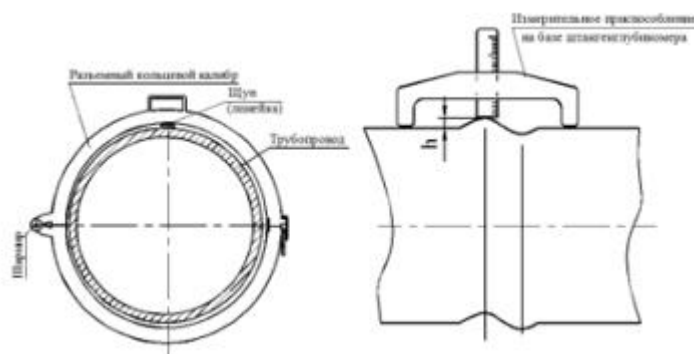


Рисунок 3.10 - Контроль геометрии трубы в местах контакта с кольцевыми уплотнениями и зажимами муфты для подводного ремонта трубопровода и измерение высоты дефекта типа гофр [3]



Рисунок 3.11 - Нанесение маркерных полос для выравнивания муфты при монтаже

3.3.3 Технологическая схема ремонта дефектного участка нефтепровода с применением кессона, полукессона, герметизирующей камеры или шпунтовой стенки

Данную технологическую схему применяют для следующих методов: вырезка отрезка или участка трубопровода; композитной, обжимной и галтельной муфты; заварка; шлифовка.

Герметизирующие камеры и кессоны применяют для ремонта местных дефектов подводного нефтепровода. При проведении данного типа работ

					Выбор метода ремонта подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

стенки котлована укрепляют шпунтами, в русловой и пойменной части подводного перехода. Глубины определяются несущей способностью данных конструкций. Возможность использования ограничивается их характеристиками, а также от скорости течения и глубины реки. Рассматриваемое оборудование используется как для плановых, так и для аварийных ремонтов.

Данная система ремонта дает возможность провести устранение дефекта не прибегая к подъему нефтепровода и позволяет проводить ремонт в «сухих» условиях (рисунки 3.12, 3.13).

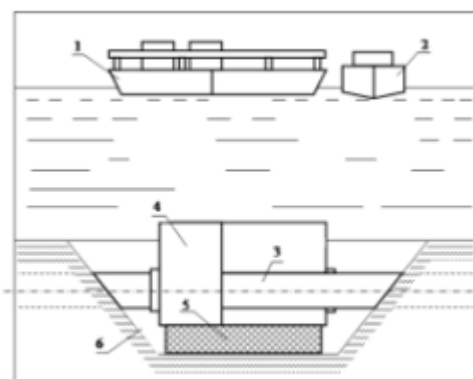


Рисунок 3.12 - Схема ремонта подводного трубопровода с применением кессона (полукессона) [3]

1 - плавплощадка с необходимым оборудованием; 2 - водолазный бот; 3 - ремонтируемый нефтепровод с дефектным участком; 4 - кессон; 5 - решетчатое дно кессона; 6 - котлован

Для ремонтных работ методом установки герметизирующей камеры, кессонов (полукессонов) или шпунтовых стенок устанавливается водолазная станция. В составе водолазной станции кроме основного состава комплектуют дополнительным персоналом. В задачи дополнительного персонала входят работы по монтажу и демонтажу кессона (полукессона) герметизирующей

камеры или шпунтовой стенки, сварочные и другие работ

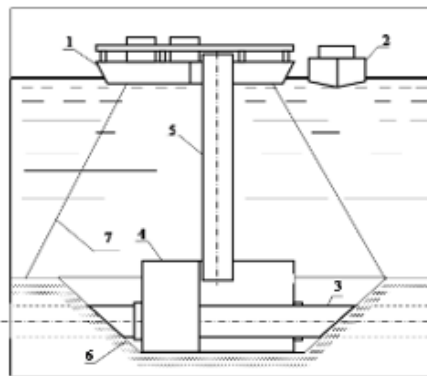


Рисунок 3.13 - Схема ремонта подводного трубопровода на ПП с применением герметизирующей камеры [3]

1 - плавплощадка с необходимым оборудованием; 2 - водолазный бот; 3 - ремонтруемый нефтепровод с дефектным участком; 4 - камера; 5 - шахта; кессона; 6 - котлован; 7 - якорные цепи

Размеры ремонтного котлована зависят от габаритов кессона (полукессона) или герметизирующей камеры.

Во время работ руководствуются РД153-38.4-066-01.

На участок с дефектом при участии водолазов и плавкрана, монтируется камера. Все необходимое для проведения ремонта оборудование монтируется на специальном плавсредстве (пантоне). При осушении камеры для компенсации подъемной силы монтируются присосы. Монтаж осуществляется согласно руководства по их эксплуатации

Установка снятие кессона(полукессона) в основном проходит в несколько этапов. Во первых разработка ремонтного котлована. Потом закрепление понтона якорями и монтаж камеры на трубу. Далее идет уплотнение в местах контакта камеры с трубой для получения герметичности. После этого устанавливают пригруза, откачивают воду из камеры и приступают к самому ремонту дефекта. После выполнения работ по ремонту необходимо

разгерметизацию, демонтаж камеры и извлечение камеры. Окончательным этапом является засыпка нефтепровода.

Установка шпунтов зависит типа места проведения ремонтных работ и типа самой стенки, регламентируется проектом.

Этапы ремонта с применением кессона или ГК:

- при помощи геодезической сети определяются координаты дефекта нефтепровода;
- определяется место расположения оборудования и техники;
- земляные работы
- демонтаж пригрузов, футеровочной рейки и изолирующего покрытия;
- определение точного положения дефекта и при необходимости дополнительная доработка котлована;
- установка кессона или ГК;
- откачка воды;
- осуществление дополнительного дефектоскопического контроля;
- выбор метода ремонта по РД153-38.3-066-01;
- проверка качества выполнения ремонтных работ;
- снятие кессона или ГК;
- монтаж защитной изоляции, футеровочной рейки и утяжелителей;
- земляные работы по засыпке трубопровода.

3.3.4 Технологическая схема подводного восстановления изоляции трубопровода

Для восстановления изоляционного покрытия на подводных трубопроводах применяются только разрешенные к использованию материалы. Согласно РД 1300-01s77s7-03-00 допускается применение изоляции фирм «ПЭПУС» и E.WOOD.

Работы по изоляции проходят в следующей последовательности (рисунок 3.14):

					Выбор метода ремонта подводного перехода	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- приемочный контроль изоляции;
- работы по подготовке стенки трубы – снятие старого изолирующего покрытия, удаление ржавчины «гидробластером» или гидро и пневмо шлифмашинками;
- подготовка изоляции;
- покрытие поверхности нефтепровода основным слоем;
- нанесение защитной пленки вручную с нахлыстом не менее 50мм или спиральной намоткой;
- проверка качества проведения работ.

Проект предусматривает технологию нанесения и изоляционные материалы.

Завод-изготовитель устанавливает требования к защите муфты от коррозии.

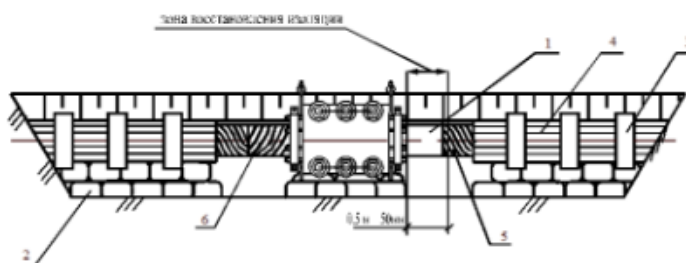


Рисунок 3.14 -Схема восстановления изоляции на отремонтированном трубопроводе [3]

1 - трубопровод; 2 - мешки с песком; 3 - существующие чугунные утяжелители; 4 - существующая сплошная футеровка деревянными рейками; 5 - существующее изоляционное покрытие; 6 - восстановленное изоляционное покрытие

3.3.5 Технологическая схема восстановления балластировки

В связи со сложностью установки на нефтепровод под водой кольцевых утяжелителей, рациональней использовать железобетонные шарнирные утяжелители типа УГБ.

					Выбор метода ремонта подводного перехода	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Работа выполняется в следующей последовательности (рисунок 3.15):

- приемочный контроль футеровки и балластировки;
- определение границ монтажа пригрузов;
- монтаж футеровочной рейки для избежания повреждения изоляции;
- подбивка под нефтепровод мешков с песком, под места установки пригрузов;
- закрепление пригруза на крюке монтажной рамы и установка над местом установки;
- монтаж на трубопровод;
- остальные утяжелители устанавливаются подобно.

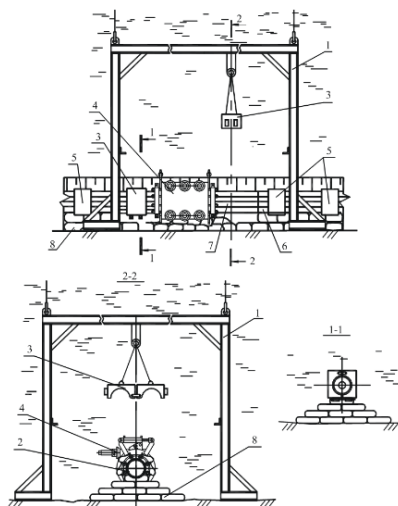


Рисунок 3.15 - Схема восстановления балластировки на отремонтированном трубопроводе
1 - монтажная рама; 2 - отремонтированный трубопровод; 3 - устанавливаемый шарнирный утяжелитель; 4 - муфта для подводного ремонта трубопровода; 5 - существующие чугунные утяжелители; 6 - существующая сплошная футеровка деревянными рейками; 7 - восстановленная футеровка деревянными рейками;
8- мешки с песком

					Выбор метода ремонта подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

3.3.6 Технологическая схема ремонта оголенных и провисших участков отсыпкой песчано - гравийной смеси

Ремонт участков оголения и провиса трубопровода проводится отсыпкой с барж песчано-гравийной смеси. Оборудование для данного типа работ расположено по следующей схеме 3.16.

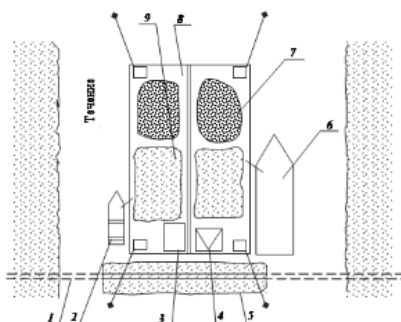


Рисунок 3.16 - Схема расстановки машин и механизмов при отсыпке песчано-гравийной смеси [3]

1 - трубопровод; 2 - шлюпка; 3 - пульпопровод; 4 - грузоподъемное устройство;
5 - участок отсыпки; 6 - водолазный бот; 7 - камни; 8 - баржа; 9 - песчано- гравийная смесь

Данный вид ремонта рационален при наличии поблизости отсыпного материала (камня, гравия, песка).

Остановка в перекачке не требуется.

Работа по отсыпке проводится в следующей последовательности:

- исследование водолазами места производства работ и удаление всего лишнего;
- загрузка баржи подбивочным материалом;
- расстановка плавсредств на месте производства работ;
- монтаж защитных матов;
- при помощи рукава или желоба размывтый участок заполняется подбивочным материалом;
- укладка камней

					Выбор метода ремонта подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

- контроль выполнения ремонтных работ.

3.3.7 Технологическая схема ремонта оголенных и провисших участков укладкой мешков с песчано - цементной смесью

Данная ремонтная схема укладки мешков используется при ремонте провисших участков нефтепровода. Обязательным условием является укладка мешков на плотные грунты, не подверженные размыву.

Укладка и отсыпка производится ниже по течению. Только после отсыпки и укладки принимаются к устранению провиса монтажом банкета (рисунок 3.17).

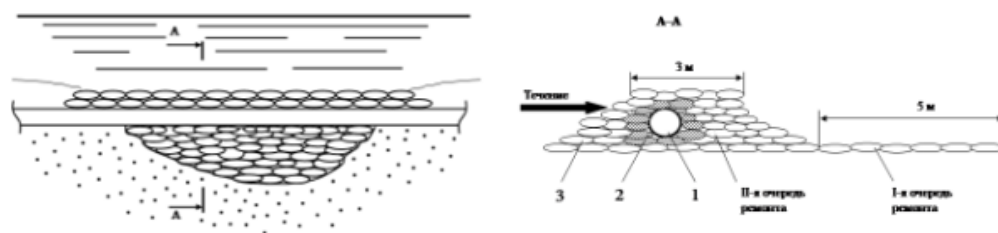


Рисунок 3.17 - Схема ремонта оголенных и провисших участков укладкой мешков с песчано-цементной смесью [14]

1 - трубопровод; 2 - мешки с песком; 3 - мешки с песчано-цементной смесью

Достоинства данной схемы ремонта – не требуется применение сложного оборудования и остановки перекачки.

Этапы выполнения работ:

- подводное исследование и очистка места производства работ;
- поставка и набивка мешков ПЦС;
- размещение плавсредств;
- спуск, укладка и подбивка под НП мешков с ПЦС;
- образования защитного сооружения мешками с песчано-цементной смесью как показано на рисунке 3.17;

					Выбор метода ремонта подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

– при помощи рукавов или желобов заполняют размывы участки песчано-гравийной смесью;

– спуск и укладка камней с перевязкой швов на всей территории участка проведения ремонта; – контроль качества проведения работ.

3.3.8 Технологическая схема ремонта оголенных и провисающих участков и участков с недостаточной глубиной залегания с помощью гибких бетонных матов

Участки русла подверженные постоянному размыву ремонтируются методом уложения гибких бетонных матов (ГБМ).

ГБМ из бетонных блоков соединенных между собой гибкими синтетическими канатами. Размеры 2.5x5.0 и массой до 4.3т.

Выполняя работы ремонта по данной схеме (рисунок 25), отсыпают трубопровод ниже по течению, и устраняют провис монтажом банкетами. При наличии опасности повреждения изоляции, производят подсыпку нефтепровода песком слоем не менее 20 сантиметров. Затем засыпают слоем основного грунта до нормативного. Верхний слой, 400 миллиметров, состоит из щебеночной постели и слоя ГБМ 200 миллиметров. Маты связывают в одно целое с помощью проволоки или синтетических канатов. Зазоры между блоками в матах замываются песком.

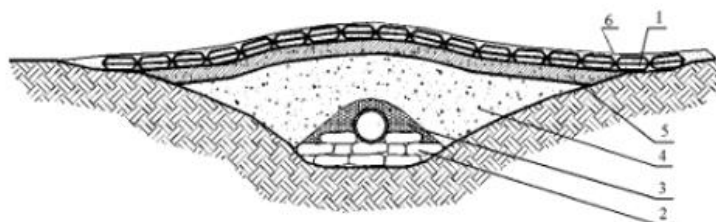


Рисунок 25 Схема ремонта размывов с использованием гибких бетонных матов [14]

1 - элемент гибкого бетонного мата; 2 - мешки с песком или ПЦС; 3 - мягкий грунт (песок); 4- засыпанный грунт; 5- щебень; 6- песок

					Выбор метода ремонта подводного перехода	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Очередность проведения работ:

- подводное исследование и очистка места производства работ;
- поставка и набивка мешков ПГС
- размещение плавсредств;
- спуск, укладка и подбивка под НП мешков с ПЦС;
- монтаж банкета;
- при помощи рукавов или желобов заполняют размытые участки песчано-гравийной смесью;
- установка ГБМ и их перевязка между собой;
- замыв зазоров ГБМ песком;
- контроль качества проведения работ.

					Выбор метода ремонта подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

4. Капитальный ремонт замены участка нефтепровода на подводном переходе

Подводные переходы через водные преграды могут быть выполнены как в одностичном, так и многостичном исполнении. Зависит от условий характера водной преграды

Прокладка ПП с резервной ниткой по СНиП II-45-75 рекомендуется обязательно выполнять через водные преграды с уровнем воды в межесь 75м и более.

Одностичные же переходы допускается выполнять при ширине рек более 75м в порядке исключения (при обосновании).

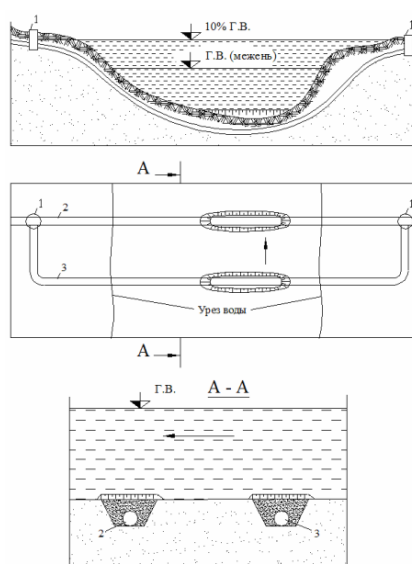


Рисунок 4.1 - Схема подводного перехода

1 – отключающие устройство; 2 –основная нитка подводного перехода; 3 –резервная нитка подводного перехода[14]

По обеим сторонам подводного перехода устанавливают запорную арматуру.

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Синдеев А.И.			Капитальный ремонт замены участка нефтепровода на подводном переходе	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				ДР	47	114
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б3Д		
Зав. каф		Брусник О.В.						

Резервная нитка 3 подключена к основной 2. Ее используют при возникновении аварии или при проведении капитального ремонта.

ПП устанавливают на глубине ниже границы размыва грунта. В данном случае дно реки не укрепляют, а берега укрепляют

Способы ремонта ПП прокладкой новой нитки:

– укладкой трубопровода в новом створе;

– укладкой трубопровода в старом створе;

– ликвидацией старого нефтепровода и прокладкой нового в эту же траншею или вновь разработанную.

4.1. Обзор существующих методов строительства подводных переходов

Методов прокладки и конструкций переходов множество.

Конкретный метод выбирается исходя из условий и требований к переходу (таблица 4.1).

Таблица 4.1-Область применения методов прокладки трубопроводов через естественные и искусственные препятствия [12]

Метод прокладки перехода трубопровода	Область применения и достоинства метода	Ограничения применения и недостатки метода
Траншейные методы: В грунте, в защитном кожухе. В канале, под защитными плитами, со специальной засыпкой, с бетонным покрытием и др.	Переходы через водоемы, дороги, существующие коммуникации	В ходе строительства нарушается поверхность и грунтовая толща, возникают воздействия на пересекаемый объект
Бестраншейные методы: Прокол, продавливание, горизонтальное бурение, микротоннелирование,	Переходы под водоемами, дорогами, зданиями и др. сооружениями, природными объектами, прибрежными	Ограниченная длина перехода (кроме микротоннелирования). Ограничения, связанные с

горизонтально (наклонно)-направленное бурение, расширение лидерной скважины раскатчиком	участками моря. Методы применяются при необходимости избежать нарушения поверхности в ходе строительства	геологическими условиями
Прокладка по дну водоема (с механической защитой или без неё). Трубопровод в толще воды (на опорах, на поплавках, самонесущий)	Методы применяются при пересечении очень широких водоемов (несколько километров и более), либо для устройства временных (например, военных) переходов, при нестабильной поверхности дна, берегов или грунтовой толщ	Должна быть обеспечена защита перехода от контактов с судами, якорями, рыболовецкими снастями и др., либо глубина должна гарантировать отсутствие таких воздействий

бестраншейный способ укладки решает задачи:

- возможность заглубления трубопровода ниже линии размыва дна и берегов, а также использование труб с заводской изоляцией;
- нет необходимости в укреплении берегов;
- уменьшение затрат на компенсации службам рыбного хозяйства и природоохраны;
- возможность ремонта при прокладке трубопровода в защитном кожухе или тоннеле.

Преимущества бестраншейного метода укладки трубопровода:

- за счет глубокого заложения трубопровода обеспечивает защищённость от внешних механических воздействий;
- возможность производства работ в стесненных условиях на ограниченной территории;
- прокладка нефтепровода под постройками (дамбами, коммуникациями и др.);
- нет необходимости в подготовке траншеи, водолазным обследованиям, установке футеровки и пригрузов;

					Капитальный ремонт замены участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

- исключение размыва трубопровода и повреждения на судоходных частях;
- сохранения естественного рельефа дна и берега, исключение работ по подготовке берегов и дна, вредных для экологии водного объекта.

4.2. Изолированный способ строительства подводного перехода

Данный метод лучшего всего применять на узких реках и ручьях, где скорость течения не превышает 4м/с. Водный поток при этом методе изолируется и отводится в сторону

Бывает два отвода потока:

- 1) перевод потока в другую сторону с помощью откачивания.
- 2) Перевод потока через водопропускную трубу.

К недостаткам данного метода можно отнести замутнение воды во время производства работ, что негативно влияет на окружающую среду; требуется восстановление берегов; зависит от сезонных условий и уровня воды.

Достоинства – минимальные финансовые, временные и трудовые затраты.

					Капитальный ремонт замены участка нефтепровода	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5. Ремонт подводного перехода через [REDACTED]

5.1 Водолазное обследование

Перед выполнением земляных работ проводится водолазное обследование. В ходе обследования реки [REDACTED] выявляются препятствия затрудняющие выполнение работ, а также сопоставление черных отметок с проектными. Еще одно водолазное обследование проводится после вскрытия трубопровода

На основании обследования проводят доработку траншеи до требуемых значений. Перед укладкой новой нитки проводят еще одно обследование, с целью выявления недостатков в разработанной траншее.

Если траншея удовлетворяет проектным значениям, трубопровод укладывают и проводят водолазное обследование. При этом выявляется положение трубопровода на дне траншеи.

После траншею засыпают и проводят еще одно водолазное обследование для сопоставления фактических отметок засыпки с проектными.

Для обследования ПП натягивают ходовой тросс.

Вспомогательные мероприятия выполняемые перед обследованием:

- обозначение границ обследования и установка знаков, на обоих берегах и на ширину разрабатываемой траншеи плюс 5 метров выше и ниже по течению;
- прокладка по границам исследуемой полосы направляющих тросов;
- укладка ходового троса, с установленными на концах балластами с буйками;

Обследование водолазом выполняется проходом по тросу от начала до

конца.

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода [REDACTED]»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Синдеев А.И.			Ремонт подводного перехода через р. [REDACTED] магистрального нефтепровода [REDACTED]	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				ДР	51	114
Консульт.						ТПУ гр. 3-2БЗД		
Зав. каф		Брусник О.В.						

Передвигаясь по тросу, водолаз переносит балласт и буй. Рабочие на лодке переносят другой конец на то же расстояние. После водолаз проходит в обратном направлении и продолжает исследование. Длина троса должна быть немного больше ширине обследования.

При исследовании водолаз двигается вдоль трубопровода, и проверяет состояние уложенного нефтепровода. Во время обследования он проверяется целостность изоляционного покрытия и футеровочной рейки, не смещены ли пригруза и фактическую укладку. Обо всех выявленных отклонениях от проектных водолаз докладывает и отмечает их буйками. После обследования одной стороны трубопровода, водолаз отмечает буйком место следующего погружения и обслуживает трубопровод в обратном направлении.

5.2 Земляные работы

Земляные работы проводятся в несколько этапов. Сначала трубопровод вскрывается. После демонтажа трубопровода траншея дорабатывается до требуемых проектных значений.

Работы по вскрытию в русле выполняют гидромонитором. Сначала снимают грунт над трубопроводом, после разрабатывают до нижней образующей. Также во время проведения этих работ разрабатывается урезная часть траншеи. После извлечения демонтируемого нефтепровода траншея дорабатывается гидромонитором, или при возможности использования экскаватором.

Согласно ВСН-010-88 ширина траншеи по дну 3м, а на пойме принимается исходя из объёма ковша.

Засыпку траншеи выполняют гидромонитором, используя для засыпки ранее разработанный грунт. Учитываются потери грунта на отмачивание. Урезы засыпаются гидромонитором.

Пойму засыпают бульдозером.

					Ремонт подводного перехода через XXXXXXXXXX	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Подводную траншею засыпают гидромонитором, грунт берется из подводного отвала.

Урезы засыпают гидромонитором, после бульдозером.

Мероприятия выполняемы перед выполнением земляных работ:

- установление размеров траншеи;
- демонтаж реперов в зоне производства работ, установление водомерных постов;
- согласование на допуск к выполнению работ;
- подготовка ремонтной площадки (вырубка леса и кустов);
- снятие плодородного слоя грунта;
- определение границ разработки траншеи и место для отвала грунта;
- отвод поверхностных вод.

Работы выполняемые бульдозером

Траншею разрабатывают захватами, в сторону отвала. Расположены они в коридоре полосы отвала, но за границами разработанной траншеи. Размеры отвала рассчитываются от условий местности.

Существует три вида набора грунта: клиновой, прямоугольный, гребенчатый.

Способ прямоугольного набора грунта – представляет собой снятие стружки одной ширины в работе на подъем и большим сопротивлением разработке.

Способ гребенчатого набора грунта используют для разработки сухих и плотных грунтов.

Способ клинового набора грунта используют для разработки грунта с малыми сопротивлениями копанию.

Бульдозером разрабатывают траншею ярусно-траншейной схемой, для предотвращения больших потерь грунта при разработке. Схема заключается в устройстве полос, параллельных друг другу и равной ширине бульдозера, и стенками между ними шириной 1м.

При расположении отвала на малом расстоянии грунт перемещают без промежуточных отвалов. При более дальних расположениях отвала, используют промежуточный отвал для сокращения потерь грунта.

В конце работ выполняемых бульдозером выполняется приемка производителем работ, и определяется объем работ для экскаватора.

Работы экскаватором

Перед началом работ экскаватором выполняют разбивку осей и определяют границы.

Экскаватор начинает разработку от уреза реки. Установка перемычки выше уровня на 0.5-1м для улучшений работы. Воду из траншеи откачивают.

При недостатке вылета ковша для перемещения грунта, грунт перемещается до отвала при помощи бульдозера.

Перемычка разрабатывается в последнюю очередь.

Анкеровка экскаватора используется при работе на уклонах выше предельных, но не более 36. Разрешается использовать бульдозер в качестве анкера.

Для проведения работ на данном ПП анкерование не требуется.

Требования при разработке грунта при вскрытии трубопровода и доработке:

- волнения воды не должны превышать 2 баллов;
- траншея должна иметь откосы 1:1,5;
- ремонт проводится в летний период времени;

Работа экскаватора начинается со снятия верхнего слоя траншеи. Для ориентации во время работы используются установленные на берегах створные знаки. Перетаскивание экскаватора на пантоне выполняется тракторами.

Во время выполнения работ используют заранее отработанные сигналы. Перемещение экскаватора выполняется с шагом 3-4м тракторами с противоположного берега. Отвал грунта располагается не ближе 1м от траншеи.

Для разработки подводной траншеи используют:

					Ремонт подводного перехода через ████████ МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Экскаватор ЭО 4121.

Бульдозер ДЗ-27С на базе Т-130, с максимальным тяговым усилием 94кН, тяговый трос d 26мм

5.3 Монтажно-укладочные работы подводного перехода

5.3.1 Демонтаж старой нитки трубопровода

Подготовительные работы выполняемые перед демонтажем ПП:

- вывод из работы участка, откачка нефти, очистка и промывка;
- установка вешек;
- определения глубины залегания трубопровода;

После вскрытия нефтепровода, его демонтируют. На правом берегу устанавливают оголовок, а на левом приваривают заглушку. Далее участки извлекают и устанавливают на площадку для монтажа. По мере извлечения нефтепровод разрезают на части, длиной 10-11м и складывают.

После разрабатывают участок поймы, извлекают трубопровод и также режут на части длиной 10-11м.

Заказчик организывает вывоз трубы. Для этого используется трубоукладчик ТГ-634.

5.3.2 Сварочно-монтажные работы

Перед выполнением работ по сварке и монтажу необходимо:

- получить: трубы и сварочные материалы с паспортами и сертификатами, перечень задействованных сварщиков с копиями их удостоверений, журнал регистрации и заключения мехиспытаний допусных и контрольных соединений;
- обустроить площадку для проведения работ;

					Ремонт подводного перехода через ████████ МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

- обустроить временные проезды;
- расположить секции труб для дальнейшей их сварки в плеть;
- расположить необходимую для производства работ технику и оборудование;

Трубы используемые при производстве работ должны пройти входной контроль и соответствовать всем требованиям.

Перед соединением труб в плеть проводят:

- зрительное обследование секций;
- очистку труб от грязи и мусора во внутренней полости;
- правку вмятин на торцах применяя разжимные устройства;
- выявление и демонтаж участков трубы с дефектами;
- подготовку кромок трубы шлифмашинкой до требуемых значений;
- установку центратора на первую трубу;
- поднимают вторую трубу и установка ее в центратор;
- установка зазора и стягивание центратора;
- прихватывают сваркой стык;

Стыки трубу перед прихваткой просушивают и прогревают нагревателями на ширину не менее 150мм.

По окончанию центровки приступают к сварке корневого шва. Температуру торцов необходимо поддерживать на требуемом уровне. На температуру и необходимость подогрева влияет углеродистость стали, толщина стенки, вид электродов и температура окружающей среды. Если не соблюсти требуемы условия возможно образование дефекта и вырезке стыка. Перед проведением сварочных работ необходимо просушить электроды. Параметры времени и температуры указаны в таблице 4.1

					Ремонт подводного перехода [REDACTED] МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Температура и время прокалики электродов [18]

Электроды		Температура прокалики, °С	Время выдержки, ч
Тип, марка	Вид покрытия		
1. Э42, Э50	Ц	60-100	1,0
2. Э42А	Б	250	1,0
3. Э50А	Б	300	1,0
4. Э60, Э70	Б	350	1,0

Корневой шов полученный после сварки электродами с покрытием из целлюлозы обрабатывается шлифмашинкой.

Сразу после выполнения горячий проход. Промежуток времени между выполнением корневого шва и горячим проходом не должно превышать 5 минут. Если перерыв превышает 5 минут необходимо поддерживать требуемую температуру. При не соблюдении этих условий стык вырезают и заваривают вновь.

После наплавления каждого слоя шов зачищают шлифмашинкой. Облицовочный слой также зачищается.

Главным инженером утверждает технологическую карту которая определяет величину зазора, температуру подогрева, марка и тип применяемых электродов.

Контроль качества сварного шва выполняется внешним осмотром и неразрушающему контролю. При внешнем осмотре выявляют трещины, подрезы, смещения кромок, кратеры, прожоги и другие дефекты шва. По технологической инструкции определяется ширина шва и его усиление.

Методы неразрушающего контроля сварных швов рентгеновские и гамма-графические.

Применяется рентгеновский аппарат “Мир-2Д”, способный просветить металл толщиной 20мм.

					Ремонт подводного перехода через [REDACTED] МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

5.3.3. Гидравлическое испытание

Проведение гидравлического испытания проводят на основании СП 86.13330.2014. Руководит испытанием комиссия в состав которой входит заказчик, технадзор или подрядчик.

Также перед проведением испытания оповещаются местные органы и жители близлежащих населенных пунктов.

Испытания проводятся в три этапа.

1 этап – до нанесения изоляции после сварки.

Перед гидроиспытанием проводят следующие работы:

- сварка секций;
- выявления дефектов сварных швов;
- осмотр плети и удаление мусора, окалины и др.;
- подготовка площадки;
- наладка оборудования, машин и приспособлений;

Перед гидроиспытанием необходимо выполнить:

- уложить на подготовленной площадке испытуемый трубопровод;
- заглушить оба конца плети, определить места для манометров, кранов и патрубков;
- газорезкой выполнить отверстия для установки оборудования;
- выполнить приварку кранов, патрубков, штуцеров, установить манометры и подвод воды для наполнения и опрессовки.

Последовательность выполнения работ по гидроиспытанию:

- открываются краны для выпуска воздуха и закрытие кранов для слива воды;
- заполнение плети водой;
- после заполнения до выхода воды из кранов для воздуха, они закрываются;

					Ремонт подводного перехода через [REDACTED] МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

– повышение давления до максимально возможного и перекрытие кранов заправки;

– увеличение давление до испытываемого. Проводится постепенно с контролем давления по манометрам. При давлении 1/3 и 2/3 проводят обязательный визуальный осмотр трубопровода;

– перекрытие всех кранов и выдержка в течение 6 часов;

– снижение давления от испытательного до рабочего спуская воду через патрубки. Время на выдержку должно быть не менее 12 часов.

Если за время проверки трубопровод не имеет повреждений, давление осталось прежним и отсутствуют утечки – он выдержал гидроиспытания.

Далее плетель освобождают от воды, демонтируют заглушки срезают манометры и подводные патрубки.

2 этап – укладка без засыпки.

Подготовительные работы:

– спуск плетель в створ подводного перехода;

– проведение водолазного обследования;

– осмотр и проверка применяемого оборудования.

2 этап аналогичен первому. Испытания на прочность проводятся 12 часов, а на герметичность - 12 часов.

2 этап - одновременно с прилегающими участками категорий.

5.3.4 Изоляция

Перед нанесением изоляции выполняют:

– испытания на герметичность и прочность;

– планировка площадки для монтажа;

– осмотр качества изоляции;

– подготовка применяемого оборудования, механизмов и машин;

– оформление допуска на проведение изоляционных работ.

Последовательность нанесения изоляционного покрытия:

					Ремонт подводного перехода через ████████ МН	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- доставка на место проведения работ изоляции;
- установка на трубопровод изоляционной машины;
- подготовка изоляционной машины к работе;
- нанесение изоляции на плетть;
- контроль качества нанесения изоляции.

Перед установкой изоляционной машины на трубопровод устанавливают конус, для исключения повреждения самой машины и кромок трубы. Используя трубоукладчик плетть удерживается на весу. Перед нанесением изоляционной ленты и грунтовки поверхность трубы очищают от коррозии, окалин, грязи и др. Перед нанесением изоляции стенку трубы просушивают. Перед нанесением грунтовки ее тщательно перемешивают для обеспечения равномерного нанесения. Обязательным условием нанесения грунтовки является не допустить подтеков, пропусков, сгустков и пузырей. Допускается разбавить грунтовку растворителем, но не более 10% от общего объема.

Изоляционную ленту наносят на стенку трубы поверх свеженанесенной грунтовки, температура окружающей среды не должна быть ниже 40⁰С. Если температура окружающей среды ниже 10⁰С изоляционные материалы выдерживают 48 часов в помещении с температурой не менее 15⁰С, но не более 45⁰С. Если температура окружающей среды менее 3⁰С стенку трубы прогревают от 15⁰С до 50⁰С.

Стенку трубы предохраняют от попадания масла и воды из изоляционной машины.

При обнаружении дефектов в нанесении изоляции, их необходимо сразу исправлять. Дефектный участок освобождают от изоляции. Далее очищают поверхность от грязи, пыли и влаги используя смоченную в растворителе ветошь. После этого на поверхность слоем 0,1-0,2мм наносят грунтовку и заплатку. Размер заплатки должен перекрывать дефект на 15 см по периметру. Более крупные дефекты ремонтируют путем нанесения липкой ленты. При этом ее наносят, захватывая на 5-10 см имеющуюся изоляцию на смежных участках с нахлестом 50 % ширины рулона плюс 3 см.

					Ремонт подводного перехода через ████████ МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Работы по нанесению изоляции не проводят во время сильного ветра и дождя.

5.3.5 Контроль изоляции участка

Качество нанесения изоляции после укладки проводят до вварки в общую магистраль, не ранее 14 дней после засыпки. Контроль производится по результатам испытания методом катодной поляризации.

Порядок проведения поляризации:

- измерения разности потенциалов «труба-земля»;
- подключают источник постоянного тока. Устанавливают определенную силу тока, и поддерживают ее постоянной;
- После трех часов поляризации измеряют разность потенциалов в начале и в конце участка. Если значения потенциалов меньше установленных, изоляция считается неудовлетворительной.

5.3.6 Футеровка подводного трубопровода

Перед проведением работ выполняют:

- проверку качества изоляции;
- доставляют к месту проведения работ футеровку, и все необходимые инструменты и приспособления;
- подготовку площадки для установки скруток и поясов;
- подготовку необходимых приспособлений, инструментов, машин и оборудования;

Последовательность проведения работ по футеровке:

- укладка плети на лежаки;
- проверка качества изоляции;
- вдоль плети развозят пакеты с футеровкой на расстоянии 20м друг от друга;
- футеровку из пакетов раскладывают вручную вдоль плети;

					Ремонт подводного перехода через ████████ МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

- подготовка проволочных скруток;
- футеровку выполняют путем укладки рейки на строп, плотно подгоняю друг к другу;
- после подъема рейки поджимаются к плети и зажимаются скрутками через 1м.

5.3.7 Балластировка подводного трубопровода

Подготовительные работы:

- проверка качества нанесения футеровочной рейки;
- разметка мест монтажа пригрузов;
- планировка площадки;
- осмотр пригрузов;
- подготовка используемых механизмов, машин и приспособлений;

Последовательность проведения работ по балластировке:

- пригруза развозят вдоль плети и раскладывают на определенном расстоянии друг от друга;
- далее путем последовательного подъема трубопровода под нижнюю образующую раскладываются пригруза. Затем навешиваются верхних элементов с центровкой под стяжные болты;
- затем пригруза стягиваются болтам.

5.3.8 Укладка новой плети трубопровода

Новую плеть нефтепровода укладывают методом протаскивания предварительно выполнив работы по нанесению изоляции, футеровочной рейки и установки пригрузов.

Протаскивают плеть с правого на левый берег. Часть веса на правом берегу снимается трубоукладчиками. Используемый трубоукладчик ТГ-634.

Диаметр используемого тягового троса 38мм. При помощи тягового средства и троса проводника трос укладывается в створ подводного перехода.

					Ремонт подводного перехода через ████████ МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

После укладки трубопровода в створ за пятку крепят трос. Трос оттяжки крепится за оголовки трубопровода. Транспортное средство находящееся на левом берегу используют для оттяжки оголовка.

После оголовка часть плети 15м не балластируется, на него вешают понтон грузоподъемностью 49 кН.

На правом берегу, для проезда трубоукладчиков, выполняется планировка дороги. Трубоукладчики расставляют таким образом:

– 1 располагается в 16-20м от конца трубопровода, остальные в 30-40 метрах друг от друга.

При протаскивании оголовок плети приподнимают, пятка же протаскивается по дну траншеи.

Руководитель работ обеспечивает контроль за синхронностью работы механизмов и правильностью перемещения трубопровода в створе подводного перехода.

После протаскивания плеть на правом берегу укладывают на проектные отметки, и производят догрузку пригрузов до проектных на левом берегу.

Перед выполнением работ по укладке плети:

- траншею разрабатывают до проектных отметок;
- плеть сваривается до необходимой длины;
- проводится испытание, нанесение изоляционного покрытия, футеровочной рейки и установка пригрузов;
- закрепляется тяговое средство;
- подготавливается плеть к укладке, закрепляется конец тягового троса на оголовке;
- тяговой трос протаскивается через водную преграду и закрепляется на лебедке;
- на стройплощадке устанавливаются и подготавливаются к работе механизмы, машины и инвентарь;
- проведение инструктажа;

					Ремонт подводного перехода через ████████ МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

– проверка синхронности действия всех механизмов, машин, средств связи и сигнализации;

Последовательность протаскивания плети по дну траншеи:

- укладка плети трубоукладчиками по оси перехода;
- расстановка по всей длине плети трубоукладчиков для снятия веса;
- оттяжка тягового троса с выборкой слабины;
- запуск в работу тягового средства по сигналу руководителя работ;
- подъем трубоукладчиками плети на высоту 20-30 см;

Во время проведения работ все рабочие посты должны иметь двухстороннюю связь с пунктом управления.

5.3.9 Берегоукрепления пойменной части подводного перехода

После засыпки плети производят берегоукрепление путем наброски камня, до этого подготавливая поверхность насыпкой щебня толщиной 15см. Далее проводят отсыпку слоя бутового камня толщиной 20см.

Приукреплении берегов применяется щебень из изверженных пород с плотностью 2,1-2,4 т/м³. Камень, применяемый для берегоукрепления из изверженных метаморфических или осадочных пород, без признаков выветривания, прослоек мягких пород глины, гипса и других размакаемых и растворимых включений и трещин. Марка не ниже 300, морозостойкость не ниже 15. Каменная наброска способна выдержать неравномерную осадку откосов, она наиболее целесообразна для укрепления берега, так как способна обеспечить надежное крепление берега на протяжении 5-15 лет.

Ремонт каменной наброской состоит из расчистки надводной и подводной части разрушенного берегоукрепления.

					Ремонт подводного перехода через ████████ МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

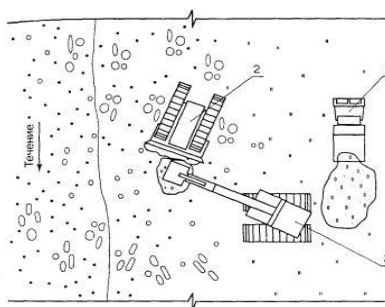


Рисунок 5.1 - Схема расстановки механизмов при производстве ремонта набросного берегоукрепления [3] 1 - автосамосвал; 2 - бульдозер; 3 – экскаватор

Далее отсыпает слой щебня или гравия для укрепления дна, выравниваем и уплотняем. Выполняем покрытие надводного откоса отсыпкой гравия и щебня и посадкой кустарника и трав. Устанавливаем упор из деревянного или железобетонного бруса (рисунок 5.2).

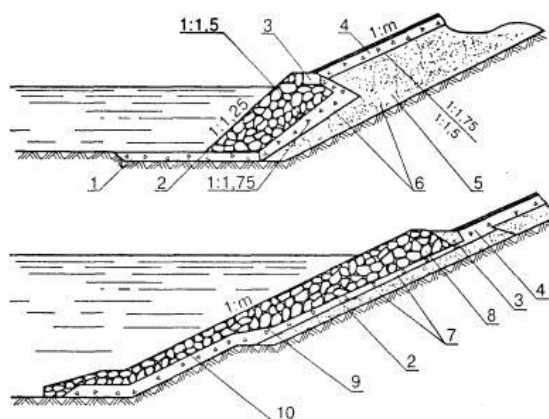


Рисунок 5.2 - Конструкция крепления откосов каменной наброской [3]

1 - крепление дна щебнем или гравием; 2 - наброска камня; 3 - упор; 4 - покрытие надводного откоса; 5 - подсыпка откоса песчаным грунтом; 6 - двухслойная подготовка из гравия или щебня и крупнозернистого песка; 7 - подготовка под каменную наброску из разнозернистого гравия или щебня и крупнозернистого песка; 8 - наброска камня слоем в зависимости от высоты волны; 9 - граница основного крепления; 10 - облегченное крепление дна и откоса камнем на слое разнозернистого гравия или щебня

6. Технологический расчет толщины стенки подводного перехода через



6.1 Расчет толщины стенки трубопровода

В общем случае толщину стенки трубопровода δ согласно СНиП 2.05.06-85* можно определить следующим образом

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2(\psi_1 \cdot R_1 + n_p p)}, \quad (6.1)$$

где ψ_1 – коэффициент двухосного напряженного состояния металла труб;

n_p – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления, $n_p=1,1$ [6];

p – внутреннее давление в трубопроводе, $p=6,1$ МПа;

D_H – наружный диаметр трубопровода, $D_H=530$ мм;

R_1 – расчетное сопротивление материала и его можно рассчитать по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (6.2)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление материала сталь 09Г2С, зависящее от марки стали, $R_1^H = \sigma_b = 470$ МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода, для первой категории трубопроводов $m=0,75$ по таблице 1 [6];

k_1 – коэффициент надежности по металлу, для данной марки стали $k_1=1,47$ по таблице 9[6];

k_H – коэффициент надежности по назначению, для трубопровода с условным диаметром 530 мм $k_H=1,0$ по таблице 11 СНиП 2.05.06-85*;

$$R_1 = \frac{470 \cdot 0,75}{1,47 \cdot 1,0} = 239,8 \text{ МПа.}$$

Коэффициент $\psi_1=1$ при сжимающих продольных осевых напряжениях $\sigma_{пр} N > 0$.

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода»		
					[Redacted]		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.		Синдеев А.И.			Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.			ДР	66	114
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б3Д		
Зав. каф		Брусник О.В.					
					Технологический расчет толщины стенки подводного перехода через [Redacted]		

При $\sigma_{прN} < 0$ ψ_1 определяется по формуле

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1} \right) \quad (6.3)$$

Первоначально принимаем $\psi_1 = 1$.

Рассчитаем предварительную толщину стенки

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,1 \cdot 530}{2(1 \cdot 239,8 + 1,1 \cdot 6,1)} = 7,2 \text{ мм.}$$

Уточняем это значение по ГОСТ и принимаем $\delta = 8$ мм.

Продольные осевые напряжения рассчитаем по формуле

$$\sigma_{прN(\pm)} = -n_t \cdot \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n_p \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta}, \quad (6.4)$$

где Δt – расчетный перепад температур;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu = 0,3$ [1];

α_t – коэффициент линейного расширения металла, $\alpha_t = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ } 1/^\circ\text{C}$ [1];

E – модуль Юнга, $E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ [1];

n_t – коэффициент надежности по температуре, $n_t = 1$ [1];

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta = 530 - 2 \cdot 8 = 514 \text{ мм.} \quad (6.5)$$

Расчетный перепад температур Δt :

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 239,8}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 29,10 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (6.6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 239,8}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = -67,91 \text{ } ^\circ\text{C.} \quad (6.7)$$

Рассчитаем продольные напряжения $\sigma_{прN}$:

$$\sigma_{прN(+)} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 29,10 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6,1 \cdot 514}{2 \cdot 8} = -7,27 \text{ МПа};$$

$$\begin{aligned} \sigma_{прN(-)} &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-67,91) + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6,1 \cdot 514}{2 \cdot 8} = \\ &= 232,54 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

					Технологический расчет толщины стенки подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Так как для $\sigma_{\text{пр}N(-)} > 0$ $\psi_1 = 1$ и данный случай уже рассчитан, то рассчитаем значение коэффициента двусосного напряженного состояния для $\sigma_{\text{пр}N(+)} < 0$:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-7,27|}{239,8} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{|-7,27|}{239,8} \right) = 0,985$$

Для данного значения коэффициента ψ_1 рассчитаем толщину стенки

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,1 \cdot 530}{2(0,985 \cdot 239,8 + 1,1 \cdot 6,1)} = 7,32 \text{ мм.}$$

Окончательно принимаем трубу 530×8.

6.2 Проверка толщины стенки на прочность и деформацию

Подземные трубопроводы в соответствии с [6] проверяются на прочность в продольном направлении и на отсутствие недопустимых пластических деформаций.

Прочность в продольном направлении проверяется по условию

$$|\sigma_{\text{пр}N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (6.8)$$

где ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}N} \geq 0$) $\psi_2 = 1,0$, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}N} \leq 0$) определяется по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right) \quad (6.9)$$

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

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n_p p D_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (6.10)$$

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,1 \cdot 6,1 \cdot 514}{2 \cdot 8} = 215,56 \text{ МПа;}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{215,56}{239,8} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{215,56}{239,8} \right) = 0,18$$

$$\sigma_{\text{пр}N} = 235,54 \leq 1 \cdot 239,8 \text{ МПа,}$$

					Технологический расчет толщины стенки подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Это удовлетворяет условию.

$$\sigma_{\text{пр.}N} = |-7,27| \leq 0,18 \cdot 239,8 = 43,16 \text{ МПа}$$

В данном случае условие также выполняется.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку производят по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H; \quad (6.11)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H, \quad (6.12)$$

где $\sigma_{\text{пр}}^H$ – максимальные (фибровые) продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы;

$\sigma_{\text{кц}}^H$ – кольцевые напряжения в стенках трубопровода от нормативного внутреннего давления;

R_2^H – нормативное сопротивление материала, зависящее от марки стали, $R_2^H = \sigma_T = 470 \text{ МПа}$;

$$\sigma_{\text{пр}}^H = \mu \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha_t \Delta t E \pm \frac{E D_H}{2 \rho_{\text{min}}}, \quad (6.13)$$

где $\rho_{\text{min}} = 5000 \text{ м}$ – упругого изгиба оси трубопровода

Для проверки по деформациям находим:

1) кольцевые напряжения от действия нормативной нагрузки - внутреннего давления

$$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_H}. \quad (6.14)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{6,1 \cdot 514}{2 \cdot 8} = 195,96 \text{ МПа.}$$

Коэффициент ψ_3 определяется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right). \quad (6.15)$$

					Технологический расчет толщины стенки подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{195,96}{0,75 \cdot 470} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{195,96}{0,75 \cdot 470} \right) = 0,651$$

Условие $\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H$ выполняется $195,96 \leq \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} 470 = 392$ МПа

2) продольные напряжения $\sigma_{пр}^H$

при $\sigma_{пр}^H < 0$, $\psi_3 = 0,651$

$\sigma_{пр}^H > 0$, $\psi_3 = 1$

Для положительного температурного перепада $\Delta t_{(+)}$

$$\begin{aligned} \text{а) } \sigma_{пр}^H &= \mu \frac{P \cdot D_{ВН}}{2 \cdot \delta_H} - \alpha_t \Delta t_{(+)} E - \frac{E D_H}{2 \rho_{min}} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 29,10 + \\ &+ 0,3 \cdot \frac{6,1 \cdot 514}{2 \cdot 8} - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 5000} = -24,06 \text{ МПа}; \end{aligned} \quad (6.16)$$

$$\begin{aligned} \text{б) } \sigma_{пр}^H &= \mu \frac{P \cdot D_{ВН}}{2 \cdot \delta_H} - \alpha_t \Delta t_{(+)} E + \frac{E D_H}{2 \rho_{min}} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 29,10 + \\ &+ 0,3 \cdot \frac{6,1 \cdot 514}{2 \cdot 8} + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 5000} = -2,23 \text{ МПа}. \end{aligned} \quad (6.17)$$

Условие $|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H$, выполняется в двух случаях

$$|-24,06| \leq 0,651 \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} 470 = 254,98 \text{ МПа};$$

$$|-2,23| \leq 0,651 \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} 470 = 254,98 \text{ МПа}.$$

Для отрицательного температурного перепада $\Delta t_{(-)}$

$$\begin{aligned} \text{а) } \sigma_{пр}^H &= \mu \frac{P \cdot D_{ВН}}{2 \cdot \delta_H} - \alpha_t \Delta t_{(-)} E - \frac{E D_H}{2 \rho_{min}} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-67,91) + \\ &+ 0,3 \cdot \frac{6,1 \cdot 514}{2 \cdot 8} - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 5000} = 215,75 \text{ МПа}. \end{aligned} \quad (6.18)$$

$$\begin{aligned} \text{б) } \sigma_{пр}^H &= \mu \frac{P \cdot D_{ВН}}{2 \cdot \delta_H} - \alpha_t \Delta t_{(-)} E + \frac{E D_H}{2 \rho_{min}} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-67,91) + \\ &0,3 \cdot \frac{6,1 \cdot 514}{2 \cdot 8} + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 5000} = 237,58 \text{ МПа}. \end{aligned} \quad (6.19)$$

Условие $|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H$ выполняется в двух случаях:

$$|215,75| \leq 1 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} 470 = 391,67 \text{ МПа};$$

					Технологический расчет толщины стенки подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$$|237,58| \leq 1 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} 470 = 391,67 \text{ МПа.}$$

6.3 Расчет устойчивости трубопровода на водном переходе

Уравнение устойчивости подводного трубопровода согласно СНиП 2.05.06-85* имеет следующий вид

$$q_{\text{бал.в}}^{\text{н}} = \frac{1}{n_6} (k_{\text{н.в}} \cdot q_{\text{в}} + q_{\text{изг}} + q_{\text{г}} + q_{\text{верт}} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}}) \quad (6.20)$$

где n_6 – коэффициент надежности по нагрузке, $n_6=1,0$ для чугунных пригрузов [1];

$q_{\text{в}}$ – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод;

$q_{\text{изг}}$ – расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи;

$k_{\text{н.в}}$ – коэффициент надежности против всплытия, $k_{\text{н.в}}=1,1$ для русловых участков переходов при ширине реки до 200 м [1];

$q_{\text{верт}}$ – величина пригруза, необходимая для компенсации вертикальной составляющей P_y воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода, $q_{\text{верт}}=P_y$;

$q_{\text{г}}$ – величина пригруза, необходимая для компенсации горизонтальной P_x составляющей воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода, $q_{\text{г}}=P_x / k$;

k – коэффициент трения трубы о грунт при поперечных перемещениях, $k=0,45$ [2];

$q_{\text{доп}}$ – нагрузка от веса перекачиваемого продукта, $q_{\text{доп}}=0$, т.к. рассчитывается крайний случай - трубопровод без продукта;

$q_{\text{тр}}$ – расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода;

$\rho_{\text{бит}}=1040 \text{ кг/м}^3$ плотность изобита, [2].

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод

					Технологический расчет толщины стенки подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

$$q_B = \frac{\pi \cdot D_{н.ф.}^2}{4} \cdot \rho_B \cdot g, \quad (6.21)$$

где $D_{н.ф.}$ – наружный диаметр футерованного трубопровода;

$\rho_B = 1100 \text{ Н/м}^3$ [2] – плотность воды.

$$D_{н.ф.} = D_H + 2\delta_{и.ф.} + 2\delta_{ф.} = 530 + 2 \cdot 4,57 + 2 \cdot 30 = 599,14 \text{ мм}; \quad (6.22)$$

$$\delta_{и.п.} = \delta_{гр} + \delta_{мас} + \delta_{об} = 0,07 + 3,9 + 0,6 = 4,57 \text{ мм}, \quad (6.23)$$

где $\delta_{и.п.}$ – толщина изоляционного покрытия;

$\delta_{гр}$ – толщина покрытия грунтовки;

$\delta_{мас}$ – толщина покрытия мастики;

$\delta_{об}$ – толщина обертки.

$$q_B = 3,14 \cdot \frac{0,59914^2}{4} \cdot 1100 \cdot 9,81 = 3040,80 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Горизонтальная составляющая гидродинамического воздействия потока

$$P_x = 0,5 \cdot C_x \cdot \rho_B \cdot V_{ср}^2 \cdot D_{н.ф.}, \quad (6.24)$$

C_x – гидродинамический коэффициент лобового сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса и характера внешней поверхности трубопровода.

$$Re = \frac{V_{ср} \cdot D_{н.ф.}}{\nu_B}, \quad (6.25)$$

где $V_{ср}$ – средняя скорость течения реки, $V_{ср}=2,0 \text{ м/с}$;

ν_B – кинематическая вязкость воды, $\nu_B = 1,31 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

$$Re = \frac{2,0 \cdot 0,59914}{1,31 \cdot 10^{-6}} = 914718$$

Для офутерованного трубопровода и $10^5 < Re < 10^7$ коэффициент $C_x=1,0$.

$$P_x = 0,5 \cdot 1,0 \cdot 1100 \cdot 2^2 \cdot 0,59914 = 1318,11 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Вертикальная составляющая гидродинамического воздействия потока

$$P_y = 0,5 \cdot C_y \cdot \rho_B \cdot V_{ср}^2 \cdot D_{н.ф.}, \quad (6.26)$$

C_y – коэффициент подъемной силы, $C_y=0,55$ [10];

					Технологический расчет толщины стенки подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$$P_y = 0,5 \cdot 0,55 \cdot 1100 \cdot 2^2 \cdot 0,59914 = 724,96 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Расчетную нагрузку от собственного веса трубопровода рассчитаем по следующей формуле

$$q_{\text{тр}} = n_{\text{св}} \cdot (q_{\text{мн}} + q_{\text{изн}} + q_{\text{футн}}), \quad (6.27)$$

где $n_{\text{св}}$ – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса, $n_{\text{св}}=0,95$ [1];

$q_{\text{мн}}$ – нормативная нагрузка от собственного веса металла трубы;

$q_{\text{изн}}$ – нормативная нагрузка от собственного веса изоляции;

$q_{\text{футн}}$ – нормативная нагрузка от собственного веса футеровки.

Нормативная нагрузка от собственного веса металла трубы

$$q_{\text{м}}^{\text{н}} = \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2), \quad (6.28)$$

где $\gamma_{\text{м}}$ – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы (для стали $\gamma_{\text{м}}=78500 \text{ Н/м}^3$ [2]);

$$q_{\text{м}}^{\text{н}} = 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,53^2 - 0,514^2) = 1029,34 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Нормативная нагрузка от собственного веса битумной изоляции

$$q_{\text{бит}}^{\text{н}} = \rho_{\text{бит}} \cdot g \cdot \frac{\pi(D_{\text{н.и.}}^2 - D_{\text{н.}}^2)}{4}, \quad (6.29)$$

где $\rho_{\text{бит}}$ – плотность битумной изоляции (изобита);

$D_{\text{н.и.}}$ – наружный диаметр изолированного трубопровода

$$q_{\text{бит}}^{\text{н}} = 1040 \cdot 9,81 \cdot 3,14 \cdot \frac{(0,538^2 - 0,53^2)}{4} = 68,43 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Нормативная нагрузка от собственного веса обертки

$$q_{\text{об}}^{\text{н}} = k_{\text{об}} \cdot \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot \delta_{\text{об}} \cdot \rho_{\text{об}} \cdot g, \quad (6.30)$$

где $k_{\text{об}}=1,09$ – коэффициент для двухслойной изоляции;

$\delta_{\text{об}}=0,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ – толщина обертки;

$\rho_{\text{об}}=880 \text{ кг/м}^3$ – плотность обертки.

$$q_{\text{об}}^{\text{н}} = 1,09 \cdot 3,14 \cdot 0,538 \cdot 0,6 \cdot 10^{-3} \cdot 880 \cdot 9,81 = 9,54 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

					Технологический расчет толщины стенки подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Нормативная нагрузка от собственного веса изоляции

$$q_{\text{из}}^{\text{H}} = q_{\text{бит}}^{\text{H}} + q_{\text{об}}^{\text{H}} = 68,43 + 9,54 = 77,97 \frac{\text{H}}{\text{м}} \quad (6.31)$$

Нормативная нагрузка от собственного веса футеровки

$$q_{\text{фут}}^{\text{H}} = \rho_{\text{фут}} \cdot g \cdot \frac{\pi(D_{\text{н.ф.}}^2 - D_{\text{н.и.}}^2)}{4}, \quad (6.32)$$

где $\rho_{\text{фут}}$ – плотность деревянной футеровки;

$D_{\text{н.ф.}}$ – наружный диаметр офутерованного трубопровода.

$$q_{\text{фут}}^{\text{H}} = 650 \cdot 9,81 \cdot 3,14 \cdot \frac{(0,59914^2 - 0,539^2)}{4} = 342,62 \frac{\text{H}}{\text{м}}$$

Расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода:

$$q_{\text{тр}} = 0,95(1029,34 + 77,97 + 342,62) = 1377,43 \text{ Н/м.}$$

Дополнительная выталкивающая сила за счет изгиба трубопровода

$$q_{\text{изг}} = \frac{32 \cdot E \cdot J}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho_{\text{мин}}^3}, \quad (6.33)$$

где $\beta = \frac{10^0}{57,3} = 17,45 \cdot 10^{-2} \text{ рад};$

J- осевой момент инерции поперечного сечения трубы:

$$J = \frac{\pi}{64} (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4), \quad (6.34)$$

$$J = \frac{3,14}{64} (0,53^4 - 0,514^4) = 4,47 \cdot 10^{-4} \text{ м}^4;$$

$$q_{\text{изг}} = \frac{32 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,47 \cdot 10^{-4}}{9 \cdot (17,45 \cdot 10^{-2})^2 \cdot (5000)^3} = 0,09 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Величина пригрузки трубопровода в воде:

$$q_{\text{бал.в}}^{\text{H}} = \frac{1}{1} \left(1,1 \cdot 3040,80 + 0,09 + \frac{1318,11}{0,45} + 724,96 - 1377,43 - 0 \right) = 5621,63 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Определим количество пригрузов и расстояние между ними.

					Технологический расчет толщины стенки подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

В качестве балластировки трубопровода выбираем чугунные кольцевые марка СЧ1520 ГОСТ 1412-85 массой 450 кг, длин груза 0,530 м, ширина груза 0,800 м, наружный диаметр $D_n = 0,76$ м [2].

Расстояние между пригрузами:

$$l_r = \frac{Q_r g}{q_{\text{бал.в}}^H} - L_{\text{ТЯЖ}}, \quad (6.35)$$

где Q_r – масса груза.

$$l_r = \frac{1100 \cdot 9,81}{5621,63} - 0,53 = 1,39 \text{ м.}$$

Количество пригрузов:

$$N_r = L / l_r = 62 / 1,39 = 44,60. \quad (6.36)$$

Принимаем число пригрузов $N_r = 45$ шт.

					Технологический расчет толщины стенки подводного перехода	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. Экономический расчет выбора ремонта подводного перехода

В мировой практике капитального ремонта подводных переходов магистральных трубопроводов ППМТ широкое применение получили методы прокладки новой нитки, которые условно можно разделить на две группы: траншейные и бестраншейные.

Траншейная прокладка трубопроводов – классический способ прокладывания труб, подразумевает нарушение поверхности грунта, выкапывается траншея нужной глубины, куда кладется труба. Бестраншейный способ прокладки трубопроводов подразумевает прокладывание труб без нарушения поверхности грунта.

Оба метода приемлемы для проведения строительства и ремонта, каждый из них имеет ряд своих достоинств и недостатков.

Для оценки эффективности данных методов проведем сравнительный экономический анализ двух способов строительства и ремонта переходов: методом наклонно-направленного бурения и траншейным методом. В качестве примера выбран магистральный нефтепровод подводный переход [REDACTED] [REDACTED]. Ширина реки составляет 30 м.

7.1 Содержание проекта производства работ

Как уже указывалось выше, существуют два варианта метода капитального ремонта подводного перехода:

Вариант 1 - переукладка участка нефтепровода традиционным (траншейным) методом. Укладка руслового участка для данной реки выполняется с бровки.

Вариант 2 - переукладка участка нефтепровода методом наклонно – направленного бурения.

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода [REDACTED]»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Синдеев А.И.			Экономический расчет выбора ремонта подводного перехода	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				ДР	76	114
Консульт.						ТПУ гр. 3-2БЗД		
Зав. каф		Брусник О.В.						

Укладка руслового участка трубопровода осуществляется протаскиванием трубопровода в предварительно пробуренную и расширенную скважину, береговых участков – с бровки траншеи.

В связи с тем, что в обосновании инвестиций рассматриваются варианты методов капитального ремонта подводного перехода, не влияющие на изменения технических характеристик нефтепровода, производительность по перекачке нефти, как всего нефтепровода, так и подводного перехода при любом варианте переукладки остается величиной неизменной.

7.2 Технико-экономические показатели

Продолжительность капитального ремонта подводного перехода нефтепровода определена по СНиП 1.04.03-85* часть II, по пункту 7 "Магистральный трубопроводный транспорт", п.п.2* "Подводный переход" и составляет 3,7 месяца. Основные технико-экономические показатели приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Основные технико-экономические показатели

1. Общая стоимость в ценах 2016 года, тыс. руб	38928,11
2. Продолжительность строительства, мес.	3,7
3. Общая численность работающих, чел.	12

Распределение затрат по видам работ траншейным методом приведено в таблице 7.2.

Таблица 7.2

Распределение затрат по видам работ

Наименование вида работ	Стоимость строительства в ценах 2016 года, тыс. руб
1	2
Подготовительные работы	15041,0
Трасса нефтепровода	13598,73
Временные здания и сооружения	924,52
Прочие работы и затраты	6154,28
Содержание дирекции и авторский надзор	231,05

Проектные и изыскательские работы	1684,38
Резерв средств на непредвиденные расходы	1259,63
Диагностическое обследование	34,52
Полная стоимость строительства	38928,11

Продолжительность строительства наклонно-направленным бурением определена по Единым и Ведомственным нормам и расценкам на строительные, монтажные и ремонтные работы и составляет 3 месяца. Основные технико-экономические показатели приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3

Основные технико-экономические показатели

1. Общая стоимость в ценах 2016 года тыс.руб	211312,18
2. Продолжительность строительства, мес.	3,0
3. Общая численность работающих, чел.	32

Распределение затрат по видам работ по капитальному ремонту подводного перехода методом наклонно-направленного бурения приведено в таблице 7.4.

Таблица 7.4

Распределение затрат по видам работ

Наименование вида работ	Стоимость строительства в ценах 2016 года, тыс. руб
1	2
Подготовительные работы	14714,0
Основные объекты строительства	29248,09
Временные задания и сооружения	1342,43
Прочие работы и затраты	8929,44
Содержание дирекции и авторский надзор	369,19
Проектные и изыскательские работы	1864,37
Резерв средств на непредвиденные расходы	2101,26
Диагностическое обследование	556,17
Затраты на строительство ППМТ методом ГНБ	68950,05
Стоимость материалов для бурового раствора	64589,77
Стоимость утилизации бурового раствора	18647,41
Полная стоимость строительства	211312,18

					Экономический расчет выбора ремонта подводного	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

7.3 Сравнительный анализ инвестиционных издержек

На основании сводных сметных расчетов стоимости строительства по двум вариантам капитального ремонта ППМТ проведена сравнительная характеристика структуры инвестиционных затрат. Структура инвестиционных издержек представлена в таблице 7.5.

Более высокая стоимость капитального ремонта ППМТ методом ГНБ объясняется, прежде всего, большими затратами по устройству скважины под трубопровод и она составляет порядка 71% (132090,33 тыс. руб.) от суммарных инвестиционных издержек (185770,54 тыс. руб.).

Таблица 7.5

Сводная ведомость инвестиционных издержек в текущих ценах.

Статьи затрат	Традицион- ный метод	Структура затрат	Метод ГНБ	Структура затрат
1	2	3	4	5
Всего издержек в текущих ценах, тыс. руб.	38928,11	100%	211312,18	100%
1. Основные объекты строительства, тыс. руб.	13598,73	34,9%	26589,17	12,6%
2. Прочие затраты, тыс. руб.	25329,38	65,1%	184723,01	87,4%

Производство основных объемов работ ППМТ методом ГНБ обходится в 5,4 раза дороже. Такая значительная разница в стоимости прокладки ППМТ сложилась из-за: малой протяженности пересекаемой водной преграды, ширина которой в значительной мере влияет на стоимость работ, производимых траншейным способом.

Прочие работы и затраты по второму варианту больше в 7,3 раза так как при устройстве ППМТ методом ГНБ требуется проведение дополнительных подготовительных работ.

7.4 Сравнительный анализ эксплуатационных издержек

При расчете эксплуатационных затрат на стадии обоснования инвестиций традиционно используют укрупненные нормы эксплуатационных издержек, выраженные в % от величины капитальных вложений. В данном случае такой подход не применим для расчета эксплуатационных издержек. По методу ННБ величина капитальных вложений намного больше, следовательно, величина эксплуатационных затрат должна быть больше.

Рассматривая технические аспекты эксплуатации ППМТ построенного методом ГНБ затраты на эксплуатацию должны быть меньше. Следовательно, необходимо применить другой подход для расчета среднегодовых эксплуатационных затрат по ППМТ, построенного методом ГНБ.

Затраты по эксплуатации ППМТ можно разделить условно на три группы:

- содержание инфраструктуры магистрального нефтепровода;
- затраты на поддержание ППМТ в исправном состоянии;
- прочие затраты.

Первая и третья группа эксплуатационных затрат (содержание инфраструктуры) не зависят от метода строительства ППМТ и являются условно-постоянными.

Вторая группа расходов включает в себя такие виды затрат как обследование русловой части ППМТ и устранение выявленных отклонений (размывов русловой части перехода, изменение береговой линии и т.д.). Эта группа расходов зависит от глубины укладки ППМТ. При методе ННБ глубина укладки трубы составляет около 10м и не требует частого обследования русловой части ППМТ, проведения работ по устранению выявленных отклонений заглубления трубопровода.

Затраты на поддержание ППМТ в исправном состоянии траншейным методом должны быть больше:

- периодические ежегодные обследования состояния трубопровода в русле реки.

					Экономический расчет выбора ремонта подводного	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– проведение работ, связанных с восстановлением русловой части реки вследствие воздействия гидрологических факторов и проведением состояния нефтепровода в соответствии с нормативными требованиями.

Среднегодовые расходы на обследование зависят от характеристик водной преграды и метода устройства ППМТ. Для р.Чижалка, согласно нормативам, периодичность обследования составляет 1 раз в 2 года - частичное и 1 раз в 4 года - полное. При методе ГНБ полное обследование проводится 1 раз в 10 лет. Стоимость полного обследования, согласно ориентировочным расчетам, составляет 210 тыс. руб., частичного - 68 тыс. руб.

Среднегодовые расходы по обследованию можно найти как отношение стоимости обследования к периодичности обследования.

Традиционный метод: Среднегодовые расходы по обследованию =

$$= \frac{210 \text{ тыс. руб}}{4 \text{ года}} + \frac{68 \text{ тыс. руб}}{2 \text{ года}} = 86,5 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Метод ННБ: Среднегодовые расходы по обследованию =

$$= \frac{210 \text{ тыс. руб}}{10 \text{ года}} = 21 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Нормативные годовые эксплуатационные затраты при традиционном методе укладки ППМТ составляют 1,5% от величины капитальных вложений ППМТ.

Эксплуатационные издержки траншейным методом = $38928,11 \times 1,5\% = 583,9$ тыс. руб./год

Затраты на ремонтно-восстановительные работы (восстановление русловой части для нормальной эксплуатации ППМТ) в структуре нормативных среднегодовых эксплуатационных затрат составляют 10%. Затраты $\text{рем. работы} = \text{Экспл. затраты} \times 10\%$.

Традиционный метод:

$\text{Затраты}_{\text{рем. работы}} = 583,9 \times 10\% = 58,39$ тыс. руб./год.

По методу ННБ затраты на ремонтные работы принимаются равными 0.

Общая величина на обследование и ремонт:

– традиционный метод – 144,89 тыс. руб./год;

					Экономический расчет выбора ремонта подводного	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

– метод ННБ – 21,0 тыс. руб./год.

Итого общая величина экономии (эффекта) составит 123,89 тыс. руб./год.

Среднегодовые эксплуатационные издержки по методу ННБ будут меньше на 123,89 тыс. и составят 460,01 тыс. руб./год.

Анализ среднегодовых эксплуатационных затрат двух вариантов проведения капитального ремонта ППМТ показывает, что среднегодовые эксплуатационные издержки по методу ННБ на 21,2 % меньше, чем по традиционному методу.

7.5 Сравнительный анализ приведенных строительно-эксплуатационных издержек

1) В данном случае, когда выбор варианта капитального ремонта ППМТ не влияет на рентабельность решающим показателем эффективности является показатель приведенных строительно-эксплуатационных затрат который рассчитывается по следующей формуле:

$$ПЗ = E * KB + C, \quad (7.1)$$

где ПЗ - приведенные годовые строительно-эксплуатационные затраты;

E – норма дисконта 0,12, (принята в соответствии с методическими указаниями по оценке эффективности инвестиционных проектов);

KB - капитальные вложения; C – годовые эксплуатационные издержки.

Рассчитаем приведенные годовые эксплуатационные издержки:

Традиционный метод: $ПЗ1 = 38928,11 \times 0,12 + 583,9 = 5255,27$ тыс. руб./год

Метод ННБ: $ПЗ2 = 211312,18 \times 0,12 + 460,0 = 25817,46$ тыс. руб./год

Традиционный метод является более эффективным, так как величина приведенных строительно-эксплуатационных затрат меньше в 4,9 раза, чем по методу ННБ.

					Экономический расчет выбора ремонта подводного	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2) Сравнение вариантов с разными величинами кап. вложений и эксплуатационных затрат можно осуществлять по показателю сравнительной эффективности. Показатель сравнительной эффективности рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ок}}^c = \frac{C_2 - C_1}{KB_1 - KB_2}, \quad (7.2)$$

где KB_1 и KB_2 капитальные вложения по сравниваемым вариантам; C_1 и C_2 эксплуатационные годовые расходы по вариантам.

Показатель сравнительной эффективности показывает относительную величину экономии эксплуатационных затрат за счет дополнительных капитальных вложений (рассматривается сравнение более дорогостоящего варианта с менее дорогостоящим). Расчетное значение сравнивается с нормативным значением. В качестве нормативного значения берётся норма дисконта $E=0,12$.

$$\mathcal{E}_{\text{ок}}^c = \frac{583,9 - 460}{211312,18 - 38928,11} = 0,0007.$$

Значение сравнительной эффективности намного меньше нормы дисконта ($0,001 < 0,12$), следовательно, дополнительные капитальные вложения с экономической точки зрения являются нецелесообразными.

Таблица 7.6

Показатели экономической эффективности

п.п.	Показатели	Традиционный метод	Метод ННБ
1	2	3	4
2	Приведенные годовые строительно-эксплуатационные издержки, тыс. руб/год	5255,27	25817,46
3	Показатель сравнительной эффективности	-	0,0007

Наиболее весомым показателем при выборе метода капитального ремонта ППМТ является величина приведенных годовых строительно-

эксплуатационных затрат. Традиционный метод является более предпочтительным, чем метод ННБ по показателю приведенных затрат.

Вывод: Анализ расчетных данных для данного проекта показал, что экономически выгодно применять траншейный метод строительства подводного перехода. Величина инвестиционных издержек традиционным способом укладки подводного перехода составила 38928,11 тыс. рублей, методом ННБ - 211312,18 тыс. рублей. Производство основных объемов работ традиционным способом обходится в 5,4 раза дешевле. Однако среднегодовые эксплуатационные издержки по традиционному методу будут больше на 123,89 тыс. и составят 583,9 тыс. руб./год.

					Экономический расчет выбора ремонта подводного	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Производственная и экологическая безопасность при капитальном ремонте подводного перехода магистрального нефтепровода

Важнейшей задачей при капитальном ремонте подводного перехода магистрального нефтепровода является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

В административном отношении район производства работ относится к Парабельскому району Томской области. Объект работ находится в районе с. Парабель на участке магистрального нефтепровода.

Проектом предусматривается выбор оптимальных технологий и методов ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода с целью повышения его надёжности и безопасной работы оборудования.

8.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении капитального ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода в таблице 8.1

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода»			
Разраб.		Синдеев А.И.			Производственная и экологическая безопасность при капитальном ремонте подводного перехода	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				ДР	85	114
Консульт.						ТПУ гр. 3-2БЗД		
Зав. каф		Брусник О.В.						

Таблица 8.1-Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении капитального ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Капитальный ремонт подводного перехода.	<i>Физические</i>		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 -2014 ССБТ [21]
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [22]
		Повышенное значение напряжения	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [23]
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	РД 03-29-93[24] ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ[25]
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ПБ 03-576-2003 32[26] ПБ 10-115-96[27] ППБ 01-03[28] ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ[29]
		Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	СанПиН 2.2.4.548-96[30] СНиП 2.04.05.86[31]
		Превышение уровней шума	ГОСТ 12.1.003–2014 [21] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [32]
		Превышение уровней вибрации	ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [33]
		Превышение уровней ионизирующих излучений	СП 2.6.1–758–99. [34]
		Недостаточная освещенность рабочей зоны	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03[35] СП 52.13330.2011 [36] ГОСТ 12.1.046-85[37]
	<i>Химические</i>		
		Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [38] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [39] ГОСТ Р 51858-2002.[40] ГОСТ 12.1.005-88[38]
	<i>Биологические</i>		
		Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, ресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [41]

8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при капитальном ремонте подводного перехода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

-Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах, приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления[20].

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

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

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

В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года.

Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели и кондиционеры.

- Превышение уровней шума.

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА[3].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

–совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;

–использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство[10].

- Превышение уровней вибрации

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

- Превышение уровней ионизирующих излучений.

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно[21].

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основные профилактические мероприятия: уменьшение времени пребывания в зоне радиации; увеличение расстояния от источника излучения до работающего; установка защитных экранов; применение аппаратов с дистанционным управлением и др.

-Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог[18]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов[22].

-Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Нефть является природным жидким токсичным продуктом. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела. Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния.

Нефть содержит легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека и для окружающей среды. Предельно допустимые концентрации нефтяных паров и опасных веществ нефти в воздухе рабочей зоны установлены в ГОСТ 12.1.005.

При перекачке и отборе проб нефть относят к 3-му классу опасности (предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны - не более 10 мг/м³), при хранении и лабораторных испытаниях - к 4-му классу опасности (предельно допустимая концентрация по углеводородам алифатическим предельным C₁-C₁₀ в пересчете на углерод - не более 900/300 мг/м³)[1]. Нефть, содержащую сероводород (дигидросульфид) с массовой долей более 20 млн⁻¹, считают сероводородсодержащей и относят ко 2-му классу опасности. Предельно допустимая концентрация сероводорода

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

(дигидросульфида) в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м³, сероводорода (дигидросульфида) в смеси с углеводородами C₁-C₅ - не более 3 мг/м³[31].

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для нефти ПДК равно 10 мг/м³[4].

-Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща[7].

8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении при проведении капитального ремонта подводного перехода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

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

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

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право[1].

-Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке.

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

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

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

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

-Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования работающее под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д .

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

–на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;

–на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически [16].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

-Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Вопросы пожарной безопасности должны быть детально и в полном объеме проработаны в проекте производства работ.

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке установленном руководителем.

Вся передвижная техника должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления. На видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны. Приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим, в том числе:

- определены и обозначены места для курения;
- определены места и допустимое количество одновременно находящихся в помещениях материалов;
- установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончания рабочего дня;

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

- регламентированы: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, после окончания работы, действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”.

Комплектация мест проведения огневых и ремонтных работ пожарной техникой и первичными средствами пожаротушения в зависимости от вида и объемов работ должна производиться исполнителем работ.

8.1.3 Оценка площади загрязнения земель и водных объектов

Площадь нефтяного загрязнения земель и водных объектов может быть определена:

- методом экспертных оценок;
- инструментальным методом;
- методом аэрофотосъемки.

Для определения площади загрязнения инструментальным методом выбирают опорные точки на местности, между которыми определяют углы и расстояние. Полученные данные наносят на карту, затем в соответствии с масштабом карты вычисляют искомую площадь.

Площадь загрязнения принимаем: общая площадь загрязнения нефтью составила 3000 м².

➤ Оценка степени загрязнения земель

Степень загрязнения земель определяется нефтенасыщенностью грунта.

Нефтенасыщенность грунта или количество нефти (масса или объем), впитавшейся в грунт, определяется по соотношениям:

$$M_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \rho V_{\text{гр}}, \text{ кг}, \quad (8.1)$$

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

$$V_{\text{ВП}} = K_{\text{Н}} V_{\text{ГР}}, \text{м}^3, \quad (8.2)$$

Значение нефтеемкости грунта $K_{\text{Н}}$ в зависимости от его влажности принимается по табл.2.3. методического указания.

Грунт берега – гравий влажностью 60% (принимается самостоятельно).

$$K_{\text{Н}}=0,12$$

Объем нефтенасыщенного грунта вычисляют по формуле:

$$V_{\text{ГР}} = F_{\text{ГР}} h_{\text{ГР}}, \quad (8.3)$$

Средняя глубина пропитки грунта на всей площади нефтенасыщенного грунта определяется как среднее арифметическое из шурфовок (не менее 5 равномерно распределенных по всей поверхности). Так как не задана средняя глубина пропитки и, примем ее самостоятельно равной 0,03м.

$$V_{\text{ГР}}=62\,800 \cdot 0,03=188,4 \text{м}^3;$$

$$V_{\text{ВП}}=0,12 \cdot 188,4=22,608 \text{м}^3;$$

$$\text{МВП}=0,12 \cdot 870 \cdot 22,608=19\,668,96 \text{кг}.$$

➤ Оценка степени загрязнения водных объектов

Степень загрязнения водных объектов определяется массой растворенной и (или) эмульгированной в воде нефти.

Масса нефти, загрязняющей толщу воды, рассчитывается по формулам ИПТЭР:

– для водоемов;

$$M_{\text{Н.В-М}} = 5,8 \cdot 10^{-3} \cdot M_{\text{Р}} (C_{\text{Н}} - C_{\text{Ф}}), \quad (8.4)$$

– для водотоков:

$$M_{\text{Н.В-К}} = 8,7 \cdot 10^{-4} \cdot M_{\text{Р}} (C_{\text{Н}} - C_{\text{Ф}}), \quad (8.5)$$

Для реки используем формулу (8.5)

Концентрация насыщения $C_{\text{Н}}$ принимается по таблице 2.4 методического указания в зависимости от типа водного объекта и для водотоков равно 122г/м³.

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчет массы разлитой на поверхности водного объекта нефти по балансу ее количества производится по формуле:

$$M_p = M - M_{\text{п}} - M_{\text{шт}}, \quad (8.6)$$

При использовании данных инструментальных измерений расчет массы нефти, поступившей в водный объект, производится по формуле:

$$M_p = (m_p - m_{\text{ф}})F_n \cdot 10^{-6} + (C_p - C_{\text{ф}})V_p \cdot 10^{-6}, \quad (8.7)$$

$$M_p = (70 - 0,2) \cdot 80000 \cdot 10^{-6} + (8 - 0,05) \cdot 80000 \cdot 0,003 \cdot 10^{-6} = 5,585 \text{ кг.}$$

На основе экспертных оценок характера поверхности воды и внешних признаков нефтяной пленки расчет массы разлитой на поверхности водного объекта нефти производится по формуле:

$$M_p = (m_p - m_{\text{ф}})F_n \cdot 10^{-6}, \quad (8.8)$$

$$M_p = (70 - 0,2) \cdot 80000 \cdot 10^{-6} = 5,584 \text{ кг.}$$

$$M_{\text{н.в.к}} = 8,7 \cdot 10^{-4} \cdot 5,585 (122 - 0,05) = 0,59 \text{ кг.}$$

Масса пленочной нефти, оставшейся на водной поверхности после проведения обязательных мероприятий по ликвидации последствий разливов нефти, рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{пл.ост.}} = m_{\text{пл.ост.}} \cdot F_{\text{н.ост.}}, \quad (8.9)$$

$$M_{\text{пл.ост.}} = 0,4 \cdot 80000 = 32000 \text{ кг.}$$

Масса нефти, принимаемая для расчета платы за загрязнение водного объекта при авариях на магистральных нефтепроводах, рассчитывается по формуле:

$$M_y = M_{\text{н}} + M_{\text{пл.ост.}}, \quad (8.10)$$

Для расчета предварительно необходимо определить массу испарившейся нефти.

8.2 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

–уровня загрязнения природной среды;
 –локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов[14,15].

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при капитальном ремонте подводного перехода в таблице 8.3.

Таблица 8.3-Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при капитальном ремонте подводного перехода магистрального нефтепровода.

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
	Засорение почвы производственными отходами	На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям. Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором	Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки. Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	Применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем: -ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров.

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Рассмотрим план ликвидации аварии на магистральном нефтепроводе в таблице 8.4 [17,18,29].

Таблица 8.4

План ликвидации аварии на магистральном нефтепроводе

Вид аварии и место возникновения	Мероприятия по локализации и ликвидации аварии	Действия ответственных лиц аварийных служб и бригад по локализации и ликвидации аварий, оказанию помощи пострадавшим
Разрыв нефтепровода на территории КС	1. Обнаружение аварии	1. Сообщить немедленно о происшествии по связи диспетчеру и в управление МН.
	2. Получение информации об аварии.	1. Уточнить у источника информации характер, размеры и место аварии, время обнаружения, обстановку на местности. 2. Убедитесь в достоверности информации.
	3. Оповещение об аварии	1. Немедленно оповестить об аварии : – диспетчера; – руководство МН
	4. Принятие оперативных мер.	1. После перекрытия кранов береговой «гребенка», стравливания газа из аварийного участка определения места и масштаба аварии, по усмотрению руководителя работ включается в работу неповрежденная нитка подводного перехода, нефтепровод заполняется и включается в работу.
	5. Проведение аварийно-восстановительных работ.	1. Определить способы и объемы восстановительных работ с привлечением специализированных организации, составить план производства восстановительных работ.

Результаты исследования

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были получены следующие результаты:

1) Рассмотрены дефекты, встречающиеся на подводных переходах магистральных нефтепроводов.

2) Выявлена классификация видов ремонта на подводных переходах магистральных нефтепроводов.

3) Приведены технологии капитального ремонта подводных переходов разными методами.

4) Определена экономическая эффективность траншейного метода капитального ремонта подводного перехода.

5) Приведена полная последовательность производства капитального ремонта подводного перехода МН через [REDACTED] траншейным методом.

6) Проведен расчет толщины стенки подводного перехода и произведена проверка его устойчивости.

7) Рассмотрена производственная и экологическая безопасность при капитальном ремонте подводного перехода магистрального нефтепровода.

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода»			
					[REDACTED]			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Результаты исследования	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Синдеев А.И.				ДР	98	114
Руковод.		Брусник О.В.						
Консульт.								
Зав. каф		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2БЗД		

Заключение

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, особенно в условиях Западно - Сибирского региона.

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.

Данные факторы обусловили необходимость решения задач, заключающихся в оценке оптимальных инженерно-технических решений при выполнении капитального ремонта и реконструкции подводных переходов, а также в обеспечении экологической безопасности окружающей среды.

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода [REDACTED]»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Заключение	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Синдеев А.И.				ДР	99	114
Руковод.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2БЗД		
Консульт.								
Зав. каф		Брусник О.В.						

Список использованной литературы

1. Нагимов Р.М. Снижение опасностей эксплуатации подводных трубопроводов при наличии оголенных и провисающих участков: дис. канд. техн. наук/ Нагимов Р.М.; Институт проблем транспорта энергоресурсов – Уфа, 2004, – 169 с.
2. Староконь И.В. Модель системы управления проектным процессом подводных нефтегазопроводов с учетом их классификации: дис. канд. техн. наук/ Староконь И.В.; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкин – Москва, 2004, – 157 с.
3. РД 153-39.4Р-117-02. Технология и проектирование выборочного ремонта подводных трубопроводов.
4. РД 153-39.4-067-04. Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов.
5. РД-75.200.00-КТН-371-09. Подводные переходы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Выборочный ремонт дефектных секций.
6. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. Свод правил. Магистральные трубопроводы.
7. Идрисов Р.Х. Обеспечение надежности и безопасности подводных переходов магистральных нефтепроводов: дис. канд. техн. наук/ Идрисов Р.Х.; Институт проблем транспорта энергоресурсов – Уфа, 2008, – 332 с.
8. Кузьмин С.В. Исследование взаимодействия трубопроводов в процессе ремонта подводного перехода методом «труба в трубе»: дис. канд. техн. наук/ Кузьмин С.В.; Тюменский государственный нефтегазовый университет – Тюмень, 2003, – 131 с.

					«Капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода Игольско-Таловое-Парабель»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Список использованной литературы	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Синдеев А.И.				ДР	100	114
Руковод.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2БЗД		
Консульт.								
Зав. каф		Брусник О.В.						

9. Жецкая Н.В. Исследование и разработка технологии строительства и ремонта подводных переходов с использованием легких заполнителей: дис. канд. техн. наук/ Жецкая Н.В.; Тюменский государственный нефтегазовый университет – Тюмень, 2004, – 118 с.
10. Сапожников Е.В. Исследование динамики движения ремонтных секций в подводных переходах трубопроводов: дис. канд. техн. наук/ Сапожников Е.В.; Тюменский государственный нефтегазовый университет – Тюмень, 2005, – 141 с.
11. Томская область, Парабельский район [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.parabel.tomsk.ru/nature.html/> (дата обращения 20.03.2018г.).
12. Сальников, А.В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна: учеб. пособие / А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агиней. – Ухта : УГТУ, 2008. – 108 с.
13. РД 23.040.00-КТН-090-07. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
14. РД 153-39.4-075-01. Правила капитального ремонта магистральных нефтепродуктопроводов на переходах через водные преграды, железные и автомобильные дороги I-IV категорий
15. СНиП II-45-75. Магистральные трубопроводы.
16. Дзарданов О.И. Повышение эффективности сооружения подводных переходов и эксплуатации магистральных нефтепроводов: дис. канд. техн. наук/ Дзарданов О.И.; Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова – Санкт-Петербург, 2010, – 126 с.
17. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80*).
18. ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.

					Список использованной литературы	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. ВСН 2-28-76. Инструкция по контролю состояния изоляции участков трубопроводов катодной поляризацией
20. РД-91.200.00-КТН-044-11. Регламент применения балластирующих устройств при проектировании и строительстве магистральных трубопроводов.
21. ГОСТ 12.1.003 -2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
23. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
24. РД 03-29-93. Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейные котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды.
25. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования.
26. ПБ 03-576-2003 32. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
27. ПБ 10-115-96. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
28. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.
29. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
30. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
31. СНиП 2.04.05.86. Вентиляторные установки.
32. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
33. СП 2.6.1–758–99. Нормы радиационной безопасности.
34. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

					Список использованной литературы	<i>Лист</i>
						102
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- 35.СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*)
- 36.ГОСТ 12.1.046-85. Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
- 37.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 38.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 39.ГОСТ Р 51858-2002. Нефть.
- 40.ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103