TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Повышение надежности ремонтных конструкций для подводных переходов магистральных нефтепроводов»

УДК 622.692.4.053-77-027.45(26.03)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Коновалов Борис Борисович		21.05.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко А. В.	к.т.н., доцент		21.05.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Романюк В. Б.	к.э.н., доцент		21.05.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М. С.	-		21.05.2019

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Новикова В. С.	-		21.05.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А. В.	д.т.н, доцент		21.05.2019

Томск – 2019 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**
Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ*

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокиепрофессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения *прикладных междисциплинарных задач* и *инженерных проблем*, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные *исследования* с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в *сложных и неопределённых условиях;* использовать *принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности*	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
в области производственно-технологической деятельности		
Р3	Проявлять профессиональную *осведомленность о передовых знаниях и открытиях* в области нефтегазовых технологий с учетом *передового отечественного и зарубежного* опыта; использовать *инновационный подход* при разработке новых идей и методов *проектирования* объектов нефтегазового комплекса для *решения инженерных задач развития* нефтегазовых технологий, *модернизации и усовершенствования* нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6 ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20;ПК-21; ПК-22; ПК-23
Р4	*Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы* для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их *высокую эффективность*, соблюдать правила *охраны здоровья и безопасности труда*, выполнять требования по *защите окружающей среды*.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
Р5	Быстро ориентироваться и выбирать *оптимальные решения в многофакторных ситуациях,*	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
	владеть методами и средствами *математического моделирования* технологических процессов и объектов	
в области проектной деятельности		
Р6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при *разработке и реализации проектов,* проводить *экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность*	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; *(АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-е)*
в области организационно-управленческой деятельности		
Р7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; *(АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-е)*
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; *(АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-е)*
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
Р9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли*
Р10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 " Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"*
Р11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9,ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 " Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"*

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ _____ Шадрина А. В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Коновалову Борису Борисовичу

Тема работы:

«Повышение надежности ремонтных конструкций для подводных переходов магистральных нефтепроводов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.02.2019 г. № 877/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.05.2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*	Объект исследования – виртуальный магистральный нефтепровод со следующими исходными данными: наружный диаметр нефтепровода 1220 мм, толщина стенки нефтепровода 18 мм, глубина залегания нефтепровода 2 м. Инженерный расчет с целью проверки нефтепровода на прочность и устойчивость. Экономический анализ различных технологий ремонта участка нефтепровода.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(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).*	– Аналитический обзор технологий устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций по литературным источникам; – Разработка и проектирование ремонтной конструкции типа гидромуфта; – Рассмотрение технологии устранения дефекта методом установки разработанной ремонтной конструкции на виртуальном магистральном нефтепроводе с заданными параметрами; – Проведение расчета на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода.
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	Технологические схемы разработанной ГМ

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б., ассистент ОСГН
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент ООД
«Иностранный язык»	Новикова В.С., доцент ОИЯ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
«Обзор литературы»	
«Введение»	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.09.2017 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко А. В.	к.т.н, доцент		05.09.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Коновалов Борис Борисович		05.09.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Коновалов Борис Борисович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/ специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	Расчет сметной стоимости выполняемых работ по установке гидромуфты на подводном переходе магистрального нефтепровода.
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые вносы 30 %; Налог на добавленную стоимость 20 %.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	Технико-экономическое обоснование целесообразности установки гидромуфты на подводный переход магистрального нефтепровода.
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*	График выполнения работ
3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования*	Расчет экономической эффективности применяемой технологии.
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*:	
1. *Графики динамики и сравнения показателей* 2. *Линейный календарный график выполнения работ*	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Коновалов Б. Б.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Коновалов Борис Борисович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	**Отделение школы (НОЦ)**	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	**Направление/ специальность**	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. *Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:* – *вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)* – *опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)* – *негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)* – *чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)*	Объектом исследования является магистральный трубопровод, применяемый для транспортировки нефти, в ходе чего: – проявляются такие ОВПФ, как, движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции, повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; – воздействие на окружающую среду (приземный слой атмосферы, водную среду, земельные угодья); чрезвычайные ситуации техногенного характера – повреждение трубопровода, сопровождающиеся взрывом и пожаром.
2. *Перечень законодательных и нормативных документов по теме*	При разработке раздела использованы следующие нормативные документы: ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; Введ. 1989-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности; ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ); Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением №1); ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргомические данные для установления предельных величин горячих поверхностей; ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. – М.: Стандартинформ, 2006. – 17 с.; ИОТВ 12-16 Выполнение работ на высоте;

	ИОТВ 13-17 Инструкция по охране труда при проведении земляных работ; ИОТВ 13-17 Инструкция по охране труда и промышленной безопасности при выполнении погрузочно-разгрузочных работ, перемещений тяжестей, транспортировки грузов и уборке металлолома; ИОТВ 40-17 версия 3.00 Инструкция по охране труда для трубопроводчика линейного; М-16.04.01.03-94 Инструкция по ОТ при выполнении работ с АДД; ФНиП № 485 от 20.11.2017 «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ»
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:* – *физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;* – *действие фактора на организм человека;* – *приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);* – *предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)*	Анализ вредных факторов проектируемого объекта: – повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; – пониженная температура воздуха рабочей зоны; Мероприятия по снижению воздействия вредных факторов: – контроль загазованности воздушной среды; – проведение инструктажей; – применение спецодежды и СИЗ; работа с исправными инструментами и механизмами.
2. *Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности* – *механические опасности (источники, средства защиты;* – *термические опасности (источники, средства защиты);* – *электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);* – *пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)*	Анализ опасных факторов проектируемого объекта: – движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, разрушающиеся конструкции; – повреждение трубопровода, сопровождающиеся взрывом и пожаром.; – высокое напряжение, электротравма, смерть; – применение открытого огня; – оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; – падение груза, травмирование падающим грузом, смерть; – падение с высоты. Мероприятия по снижению воздействия опасных факторов и предотвращению риска аварий: – проведение инструктажей; – работа с исправным электроинструментом в соответствии с ПУЭ; – контроль загазованности воздушной среды.
3. *Охрана окружающей среды:* – *защита селитебной зоны* – *анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);* – *анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);*	Анализ воздействия на окружающую среду: – Приземный слой атмосферы; – Водную среду;

– *анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);* – *разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.*	– Земельные угодья. Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – *перечень возможных ЧС на объекте;* – *выбор наиболее типичной ЧС;* – *разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;* – *разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;* – *разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий*	Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на объекте – повреждение трубопровода, сопровождающееся взрывом и пожаром. Разработка мероприятий по предупреждению аварий. Разработка действий и схемы оповещения при аварии.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – *специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;* – *организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны*	ФЗ РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда». Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации: – уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше), – оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней), – происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада), – льготы для пенсионного обеспечения, – бесплатное лечение и оздоровление, выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	Схема расстановки спецтехники и оборудования бригады при проведении работ по монтажу гидромуфты на подводном переходе магистрального нефтепровода.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.02.2019

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД, ШБИП	Черемискина М. С.			08.02.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Коновалов Б. Б.		08.02.2019

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

В настоящей работе применимы следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

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

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

Механизированная несущая гидромуфта (МНГМ) – механизированная гидромуфта, в конструкцию которой дополнительно введены кольцевые зажимы. После монтажа МНГМ способна воспринимать все нормативные эксплуатационные нагрузки трубопровода, освобождая от них (разгружая) дефектный участок, вокруг которого она установлена.

Гидронатяжитель – устройство для создания заданного усилия затяжки в шпильках или болтах гидромуфты. Имеет в своем составе цилиндр, поршень, пакет тарельчатых пружин и гайку, соединенную с поршнем.

Подводный переход – участок трубопровода, проложенный через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 и глубиной свыше 1,5 м, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

Обозначения и сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

ВТД – внутритрубная диагностика;

ГМ – гидромуфта;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

ППМТ – подводный переход магистрального трубопровода;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

МН – магистральный нефтепровод;

РД – руководящий документ;

ППР – план производства работ;

ТЗ – техническое задание;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ЗИП – запасные части, инструменты, принадлежности;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор.

Нормативные ссылки

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

ГОСТ Р ИСО 26000-2012 Руководство по социальной ответственности.

ГОСТ 12.1.003 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.030 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

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

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

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

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

ГОСТ 12.1.008-78 Биологическая безопасность.

РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа состоит из 169 с., 39 рис., 13 табл., 32 источников.

Ключевые слова: гидромуфта, магистральный нефтепровод, дефект, ремонтная конструкция, ремонт трубопровода, подводный переход.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод.

Цель работы – повышение надежности и эффективности ремонтных конструкций применяемых для ремонта подводных переходов магистральных нефтепроводов.

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

По результатам проведенного анализа был определен наиболее оптимальный метод для ликвидации дефектов на подводном переходе магистрального нефтепровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: спроектирована и разработана новая конструкция гидромуфты, отвечающая всем требованиям безопасности и надежности, описана технология устранения дефекта на магистральном нефтепроводе методом установки гидромуфты на виртуальном магистральном нефтепроводе с заданными исходными параметрами.

Степень внедрения: на объекте исследования использовалась ремонтная конструкция типа гидромуфта.

Область применения: ремонтная конструкция типа гидромуфта применяется для ликвидации разнообразных видов дефектов металла трубной стенки и сварных швов магистральных трубопроводов.

Экономическая эффективность/значимость работы: в результате проведенного экономического анализа было выявлено, что применение гидромуфты наиболее экономически обосновано в отличие от других типов ремонта.

Содержание

Введение 17
Обзор литературы 20
Общая часть 25
1 Анализ устранения дефектов на магистральном нефтепроводе 25
1.1 Проведение комплексной диагностики нефтепровода 25
1.2 Состав и порядок проведения работ диагностических работ 26
1.2.1 Снаряды-шаблоны типа СНШ 30
1.2.2 Скребки очистные типа СКР 4 и ПРВ-1 31
1.2.3 Многоканальный профилемер ПРН 32
1.2.4 Комбинированные внутритрубные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы 33
1.3 Виды ремонтных конструкций 34
1.3.1 Муфты композитные 34
1.3.2 Муфты необжимные приварные 35
1.3.3 Галтельные муфты 35
1.3.4 Патрубки 37
1.3.5 Тройники муфтовые 37
1.3.6 Чопы герметизирующие 38
1.3.7 Анализ существующих ремонтных конструкций 39
1.4 Гидромуфта. Особенности конструкции 42
1.5 Прочностной расчет основных элементов ГМ 48
1.6 Несущая способность затяжных конических колец 50
1.7 Определение усилия затяжки конических колец 52
1.7.1 Действующие силы на развертку наружного кольца 53
1.8 Влияние овальности трубы на величину зазора между трубой и затяжным кольцом 54
1.9 Упругое уменьшение диаметра трубопровода при затяжке конических колец 56
1.10 Давление конических колец на стенку трубопровода 57
2 Технологическая часть 59
2.1 Проведение ремонтных работ на подводном переходе МН при помощи установки гидромуфты 59
2.2 Организация проведения ремонтных работ 61

2.2.1 Предпроектные работы 61
2.3 Проектно-изыскательские работы 63
2.3.1 Инженерные изыскания 63
2.3.2 Проектирование 63
2.3.3 Согласование и утверждение проекта 64
2.3.4 Требования к проектно-изыскательской документации 64
2.4 Строительно-монтажные работы 66
2.4.1 Подготовительные работы 66
2.4.2 Основные работы 68
2.5 Технология выборочного ремонта 69
2.6 Типовые технологические схемы ремонта 72
2.6.1 Определение места дефекта на местности 72
2.6.2 Определение места дефекта на трубопроводе 75
2.6.3 Технологическая схема проведения земляных работ 76
2.6.4 Технологическая схема демонтажа пригрузов, футеровки и снятия изоляции 79
2.6.5 Технологическая схема монтажа гидромуфты 84
2.6.6 Технологическая схема испытания гидромуфты 84
2.6.7 Технологическая схема восстановления изоляции 85
2.6.8 Технологическая схема восстановления балластировки 87
3 Расчетная часть 89
3.1 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении 89
3.2 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций 91
3.3 Проверка общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении 93
3.4 Расчет устойчивости трубопровода на водном переходе 96
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 101
4.1 Характеристика компании ПАО «Транснефть» 101
4.2 Сметная стоимость выполнения работ при установке гидромуфты на подводном переходе магистрального нефтегазопровода 103
4.3 Проведение контроля качества 108
5 Социальная ответственность 110
5.1 Производственная безопасность 110
5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 112

5.2.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе . 113
5.2.2 Превышение уровня шума 114
5.2.3 Превышение уровня вибрации 115
5.2.4 Превышение уровней ионизирующих излучений 115
5.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны 116
5.2.6 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 116
5.2.7 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 116
5.3 Экологическая безопасность 120
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 124
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 127
5.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства 127
5.6 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ... 130
Заключение 132
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ 133
Приложение А 127
Приложение Б 132
Приложение В 139
Приложение Г 143
Приложение Д 148
Приложение Е 151
Приложение Ж 155

Введение

В процессе длительной эксплуатации магистральных нефтегазопроводов неуклонно снижается их несущая способность, в результате развития дефектного состояния трубопровода. В настоящее время, компании, которые занимаются транспортировкой углеводородов, стремятся к безаварийной эксплуатации и повышению безопасной работы магистральных и промысловых нефтегазопроводов.

Актуальность работы заключается в повышении технологической и эксплуатационной надежности оборудования, которое применяется в настоящее время для ремонта линейной части магистральных нефтегазопроводов.

Цель работы – это повышение надежности и эффективности ремонтных конструкций применяемых для ремонта подводных переходов магистральных нефтегазопроводов.

Основным методом восстановления работоспособности и ремонта магистрального нефтегазопровода является вырезка участка с дефектом и замена его новым, бездефектным трубопроводом. Данный метод имеет существенный недостаток, который заключается в остановке перекачки продукта. Так как, согласно статистическим данным, число дефектов с каждым годом растет, то происходит и рост количества вырезок, которые начинают достигать таких объемов, что становятся не целесообразными по материально-техническим затратам. Опираясь на вышеизложенное, в зарубежной и российской практике восстановления работоспособности магистрального нефтегазопровода, существенное распространение получили ремонтные конструкции, которые не требуют остановки перекачки сырья и вырезки участка с дефектом. С помощью данных ремонтных конструкций

можно устранять дефекты на трубопроводе, находящемся в эксплуатации. Исходя из этого выбранная тематика работы является актуальной в настоящее время.

В ПАО «Транснефть» в настоящее время насчитывается свыше 1500 подводных переходов магистральных нефтепроводов. Наличие неисправностей на них приводит к значительным экономическим и экологическим затратам. Ремонт подводных переходов с применением сварочных работ является сложной и дорогостоящей процедурой и требует специального оборудования и высокой квалификации персонала. Поэтому возникла необходимость изыскания альтернативных подходов к такому виду ремонта. В мировой практике наиболее распространенным способом является использование ремонтных конструкций (муфт).

В результате исследований принято решение о возможности создания подобных ремонтных конструкций в России. В результате чего была поставлена задача: разработать собственный вариант муфты, при этом адаптировав его для местных условий монтажа и эксплуатации. Затем была поставлена задача разработки технико-экономического обоснования для ее производства. Производство такой муфты в России дало бы возможность отказаться от закупок дорогостоящих импортных муфт, в результате чего сэкономить значительные средства, стимулировать производство продукции данного вида на отечественных предприятиях, в том числе и на дочерних предприятиях ПАО «Транснефть», и тем самым избежать зависимости от импортеров.

Ремонтные конструкции (муфты) данного типа в России не производятся. Это означает, что ПАО «Транснефть» станет монополистом на рынке данного товара в России. Есть серьезные предпосылки того, что потребителями данной продукции могут стать ПАО «Газпром» и ПАО «Лукойл», а также компании ближнего и дальнего зарубежья.

Основные задачи, которые были поставлены:

– произвести анализ существующих технологий устранения дефектов на магистральных нефтегазопроводах;

– разработка и проектирование нового типа ремонтной конструкции (муфты) и технологии ее установки на магистральный нефтегазопровод, которая по своим характеристикам будет значительно выигрывать у применяемых в настоящий момент ремонтных конструкций на производстве;

– рассмотрение технологии устранения дефекта с помощью вновь разработанной ремонтной конструкции (муфты);

– проведение прочностных расчетов основных элементов гидромуфты, а также расчета на прочность и устойчивость нефтегазопровода с установленной гидромуфтой.

Обзор литературы

В настоящее время в России функционирует более 200 тыс. километров стальных нефтегазопроводов (магистральных и промысловых), которые предназначены для транспортировки нефти, газа и нефтепродуктов. Большинство находятся в эксплуатации более четверти века. Трубопроводы испытывают на себе воздействия перекачиваемых продуктов, внешней среды и различных режимов эксплуатации, что неуклонно приводит к снижению несущей способности нефтегазопроводов. Снижение несущей способности влечет за собой проведение ремонтных работ дефектных участков или перевод дефектного участка на более щадящий режим эксплуатации.

Изношенность и большой возраст магистральных трубопроводов напрямую связаны с увеличением риска отказов и аварий при эксплуатации, если на нефтегазопроводе отсутствует эффективная система их обнаружения и предупреждения. Данный фактор указывает на необходимость совершенствования и разработки новых методов ремонта.

Повышение надежности нефтегазопроводов является актуальной проблемой в процессе их эксплуатации. Опираясь на данные статистики, число дефектов, которые выявляются на всех уровнях диагностики, составляет до 6 до 9 тысяч в год. Большинство дефектов примерно 70 % удалена друг от друга. Для устранения данных дефектов необходим выборочный ремонт. К технологиям выборочного ремонта, которые обеспечивают восстановление долговечности и прочности дефектных секций, относят установку муфт на магистральный нефтегазопровод, которая позволяет проводить ремонтные работы без остановки перекачки транспортируемого продукта.

Проблемам ремонта магистральных и промысловых трубопроводов и вопросам, связанным с проведением данного ремонта посвящено огромное

количество исследований и научных трудов. Данными вопросами занимались такие научные школы как РГУ Нефти и газа им. И. М. Губкина, УГНТУ, ИПТЭР, Томский политехнический университет и другие. В данных исследованиях рассмотрен различных подход к вопросам, связанным с проведением ремонта дефектного нефтегазопровода.

Актуальность проблемы ремонта стальных магистральных нефтегазопроводов неуклонно растет с каждым годом. Данная проблема связана с длительным сроком эксплуатации трубопроводов и высокой степенью изношенности. Технологические вопросы, связанные с проведением ремонта на работающем трубопроводе, не были изучены до конца, что влечет за собой низкую производительность проведения ремонтных работ, слабое качество ремонта и значительные потери от простоя нефтегазопровода.

Основной причиной проведения капитального ремонта на магистральном нефтегазопроводе является наличие дефектов, которые напрямую угрожают надежному функционированию трубопровода. Коррозия нефтегазопровода, является одной из основных причин проведения работ по ремонту трубопровода. По статистики 30 % нефтегазопроводов, которые эксплуатируются более 30 лет подлежат замене.

Основные инструменты, помогающие компаниям по транспорту жидких углеводородов обнаруживать и распознавать дефекты, являются методы неразрушающего контроля и техническая диагностика. В процессе проведения работ по диагностике определяется местоположение дефекта, его тип, размер и так далее. Согласно полученным данным принимается решение о целесообразности проведения ремонта на исследуемом участке. Методы неразрушающего контроля служат для проведения отбраковки труб.

Отбраковка и диагностирование труб – являются составными частями капитального ремонта магистрального нефтегазопровода. Согласно этому, главной задачей увеличения результативности проведения ремонтных работ, является повышение уровня проведения диагностических работ на всех стадиях их проведения.

До начала работ по ликвидации дефектов формируются исходные данные, согласно которым проводится проверка условий ремонтопригодности исследуемых участков труб, и условий, при которых дефектный участок не подлежит ремонту. После того, как исходные данные были получены и сформированы, проводится проверка условий взаимодействия дефектов между собой. На основании данной проверки формируется перечень одиночных и объединенных дефектов для каждой трубы.

К основным дефектам, которые встречаются на нефтегазопроводах, относится:

– дефекты структуры металла – расслоение; неметаллические включения; плохое качество трубы, выпускаемой заводом – изготовителем и др.;

– дефекты геометрии – вмятины, гофры, отклонения от кругового сечения, например, перемещение трубопровода или искривление его оси образование овальности происходит при односторонней засыпке трубопровода и траншеи грунтом, просадки труб в местах неустойчивого основания или размыва грунтовыми и атмосферными водами и др.;

– дефекты сварных соединений – трещины, непровары, поры, шлаковые включения, прожоги, неравномерное усиление сварного шва по ширине и высоте, недопустимые смещения кромок свариваемых труб и др.;

– поверхностные дефекты – коррозионный износ, включая коррозионные каверны, трещины, стресс - коррозионные трещины, эрозионный износ, царапины из-за небрежного обращения с трубами при строительстве и перевозках и др. При разрушении изоляционного покрытия возникают условия появления стресс – коррозионного процесса, рост такого дефекта до критического значения в среднем составляет 8-10 лет.

В ходе написания данной магистерской диссертации были изучены и применены научная и учебно-методическая литература, законодательные документы, а также зарубежные статьи по данной тематике.

Основными руководящими документами и государственными стандартами, использованными в процессе написания работы, были:

– РД-23.040.00-КТН-140-11 «Методы ремонта дефектов и дефектных секций»;

– РД-19.100.00-КТН-001-10 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов»;

– РД-23.040.00-КТН-201-17 «Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций»;

– РД-25.160.10-КТН-016-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов»

– РД-23.040.00-КТН-011-11 «Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов»;

– СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*»;

– СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80*»;

– РД-13.110.00-КТН-260-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО «Транснефть»»;

– ГОСТ Р 55435-2013 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения»;

– ГОСТ Р 54907-2012 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование».

Также была использована учебно-методическая литература (Лисина Ю. В., Сощенко А.Е. «Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России»), был проведен анализ основных нормативных требований к

технологиям устранения дефектов на магистральных нефтепродуктопроводах способом монтажа ремонтных конструкций.

В процессе написания данной магистерской диссертации были изучены и применены законодательные документы, такие как: ГОСТ Р ИСО 26000-2012 «Руководство по социальной ответственности» и Федеральный Закон №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Расчет нефтегазопровода с ремонтной конструкцией нового типа на прочность и устойчивость проводился на основании СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*».

Общая часть

1 Анализ устранения дефектов на магистральном нефтепроводе

1.1 Проведение комплексной диагностики нефтепровода

В настоящее время магистральные нефтепроводы и продуктопроводы транспортируют огромные объемы нефти и нефтепродуктов. Для перекачки таких больших объемов требуется обеспечить надежность магистральных нефтепроводов и продуктопроводов, чтобы свести к минимуму или вообще исключить различные виды аварий и отказов. С каждым годом магистральные нефтепродуктопроводы неизбежно стареют, и как следствие, происходит ужесточение контроля безопасной эксплуатации относительно экологии. Опираясь на высказанное, компании, занимающиеся транспортировкой углеводородов, производят постоянное усовершенствование предупреждающих систем и методов ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Внутритрубная диагностика магистрального нефтепровода является основной составной частью системы диагностики на линейных участках трубопровода. Главной задачей работ по диагностированию участка нефтепровода является обеспечение безопасной эксплуатации при проведении работ. Внутритрубная диагностика включает в себя задачи нахождения и определения дефектов стенки трубопровода и сварных соединений, а также проведения классификации их по уровню опасности и степени принятия решения:

– эксплуатация магистрального нефтепровода или продуктопровода на проектных режимах;

– вынужденный переход на эксплуатацию в пониженном более щадящем режиме;

– необходимость ремонта дефектной части нефтепровода или продуктопровода (должны быть точные координаты места повреждения нефтепровода или продуктопровода).

Под технической диагностикой (ТД) подразумевают процесс определения технического состояния объектов магистрального нефтегазопровода с определенной точностью. На финальном этапе проведения диагностики выдается заключение, в котором указывается техническое состояние объекта, точные координаты, виды и причины возникновения дефектов.

Современная техническая диагностика (ТД) является средством получения точной информации о фактическом техническом состоянии нефтегазопровода на всех стадиях эксплуатации и строительства. Техническая диагностика выступает в роли контролирующего органа управления надежностью и качеством.

Техническая диагностика имеет возможность оценки истинной экологической обстановки на всех этапах эксплуатации и строительства нефтегазопровода, а также в тех местах, где объект испытывает на себе техногенное воздействие.

1.2 Состав и порядок проведения работ диагностических работ

Перед проведением внутритрубной инспекции магистрального нефтегазопровода проводят подготовительные работы участка нефтегазопровода к диагностическим работам. Проводится проверка работоспособности запорной арматуры и камер пуска-приема средств очистки и диагностики. Проводится создание необходимых нефтяных запасов, чтобы обеспечить необходимый объем перекачиваемой среды основываясь на режимы прохождения снаряда полости нефтегазопровода. Если используются запасы из резервуаров, необходимо исключить любую возможность попадания осадка в транспортируемую нефть по нефтепроводу.

Проведение контроля участка магистрального нефтегазопровода происходит с помощью четырехуровневой интегрированной системы диагностики. Данная система предусматривает разнообразные особенности нефтегазопровода. В случае, если особенности выходят за рамки допускаемых значений, они согласуются с утвержденными методиками, и проводят распознавание таких дефектов как:

– особенности магистрального нефтегазопровода, ведущие к уменьшению его проходного сечения, дефекты геометрии (вмятины, гофры, гофр, элементы запорной арматуры, которые выступают внутрь трубы, овальность поперечного сечения);

– потеря металла, уменьшающая стенку трубы (коррозионные язвы, царапины, вырыв металла и т.п.), различные расслоения и включения в стенке трубопровода;

– поперечные трещины, трещиноподобные дефекты в сварных кольцевых швах;

– продольные трещины в теле трубопровода, трещиноподобные дефекты в продольных швах и т.д.

При проведении работ по внутритрубной диагностике применяют разнообразные комплексы технического оборудования, которые соответствуют различным видам опознаваемых дефектов.

Рассмотрим каждый из этапов проведения четырехуровневой интегрированной системы контроля и диагностики.

На первом диагностическом этапе проводится исследование магистрального нефтегазопровода на наличие дефектов, связанных с дефектами геометрии трубной стенки, а также тех дефектов, которые возникают в результате уменьшения проходного сечения нефтегазопровода. Для получения данной информации применяют целый комплекс технических средств и оборудования. В данное оборудование входит так называемый снаряд-профилемер. Комплекс диагностических работ начинают с пропуска скребка-калибра, который снабжен калибровочными дисками, имеющие в

своем составе мерные тонкие пластины. Калибровочные пластины должны иметь диаметр, который составляет 70% и 85% от наружного диаметра нефтегазопровода. После того, как скребок пройдет диагностируемый участок нефтегазопровода, проводят осмотр и оценку состояния пластин. На данных пластинах должны отсутствовать изгибы, вмятины и т.д. Далее делают вывод и минимальном проходном сечении исследуемого участка. К безопасному проходному сечению относят сечение, составляющее 70% от наружного диаметра трубопровода. После успешного прохождения скребка-калибра и подтверждения необходимого проходного сечения нефтегазопровода, будет запущен снаряд-профилемер. Скребок-калибр запускается, чтобы обеспечить безопасное прохождение снаряда-профилемера. После диагностики снарядом-профилемером мы получаем данные, которые связаны с внутренней геометрией диагностируемого нефтегазопровода. Будут обнаружены такие дефекты как: сварные швы, прокладные кольца, элементы арматуры трубопровода, выступающие внутрь. При первоочередном прохождении снаряда-профилемера маркерные передатчики устанавливаются с интервалом от 5 до 7 км. При вторичном и последующих прохождениях снаряда-профилемера маркерные передатчики монтируют только в точках, где после первоочередного прохождения были обнаружены сужения, которые уменьшают проходное сечение нефтегазопровода. Полученные данные сверяются с утвержденным наружным диаметром нефтегазопровода, который представлен в таблицах технического отчета про данным прохождения снаряда-профилемера. По окончанию проведения работ по диагностики и обнаружения сужения проходного сечения, предприятие, которое эксплуатирует исследуемые участок нефтегазопровода, ликвидирует обнаруженные сужения на величину менее 85% от наружного диаметра нефтегазопровода.

В ходе диагностики на втором этапе происходит обнаружение таких дефектов как потеря металла, которая вызывает уменьшение толщины стенки

нефтегазопровода, расслоения, различные включения в трубной стенке нефтегазопровода.

Для распознавания данных о дефектах применяются комплексы технических средств, имеющие в составе: снаряд-шаблон, скребок-калибр, снаряд-профилемер, ультразвуковой дефектоскоп, на котором установлены радиально звуковые датчики и специальные (щеточные) и стандартные очистные скребки.

В ходе диагностики на третьем этапе происходит обнаружение таких дефектов, которые связаны с трещинами в кольцевых сварных швах и различные поперечные трещины. В состав оборудования, которое применяется для диагностики на третьем этапе, входит: магнитный скребок, снаряд-шаблон, магнитный снаряд-дефектоскоп, стандартный и специальный (щеточный и магнитный) очистной скребок.

В ходе диагностики на четвертом уровне происходит обнаружение таких дефектов, которые связаны с трещинами в продольных сварных швах и продольных трещин в трубной стенке нефтегазопровода. В состав оборудования входит: скребок-калибр, ультразвуковой снаряд-дефектоскоп с наклонно расположенными ультразвуковыми датчиками, снаряд-профилемер и специальные (щеточные) и стандартные очистные скребки.

Маркеры в процессе первого пропуска снаряда-дефектоскопа устанавливаются с интервалом 1,5 – 2 км. В ходе второго и последующих пропусков снарядов-дефектоскопов маркеры монтируют только в тех точках, где была потеряна информация или были не установлены маркерные пункты в ходе первого прохождения снаряда-дефектоскопа.

Контролем качества подготовки исследуемого участка магистрального нефтегазопровода к диагностике является пропуск снаряда-калибра, на котором устанавливаются мерные калибровочные диски.

После проведения работ по пропуску очистных устройств и диагностического оборудования, заказчик составляет акт о выполненных работах. В акте обязательно указывается техническое состояние до и после

пропуска, а также делается акцент на состояние калибровочных дисков и манжет. Если на них были обнаружены различные механические повреждения, заказчиком выявляются причины их возникновения и в ближайшие сроки заказчик ликвидирует их. В случае, если нет возможности точного определения местоположения, на котором случилось повреждение снаряда-калибра, то на исследуемом участке запрещается проводить работы по диагностике, до момента пока не будут ликвидированы дефекты, которые мешают проведению ВТД.

Ответственность за контроль и организацию проведения подготовительных работ к диагностике на участке магистрального нефтегазопровода осуществляется отделом эксплуатации ПАО «Транснефть».

1.2.1 Снаряды-шаблоны типа СНШ

Основным предназначением снаряда-шаблона типа СНШ является определение возможности прохождения по магистральному нефтегазопроводу снарядов-профилемеров или иных внутритрубных инспекционных приборов и измерение минимального проходного сечения на диагностируемом участке.

Снаряд-шаблон типа СНШ является габаритно-весовым аналогом профилемером с механическим измерительным блоком.

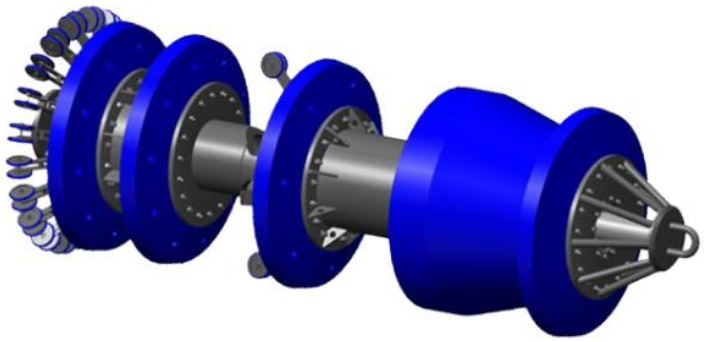


Рисунок 1 – Снаряд-шаблон типа СНШ

1.2.2 Скребки очистные типа СКР 4 и ПРВ-1

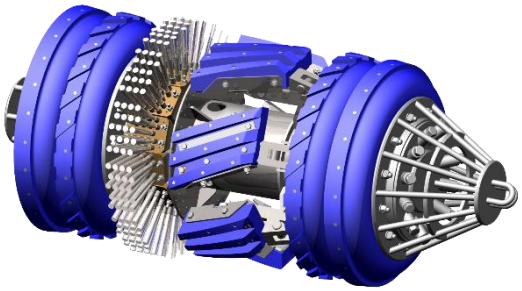


Рисунок 2 – Скребок СКР 4

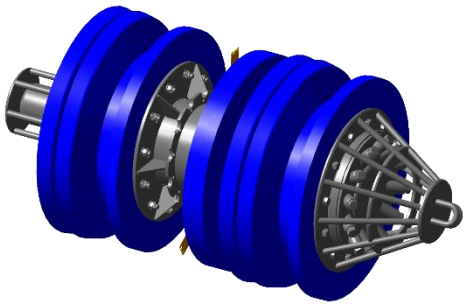


Рисунок 3 – Скребок ПРВ-1

Основным предназначением данного типа скребков является очистка внутренней полости нефтегазопровода от грязи, глиняных тампонов, смолистопарафиновых отложений и удаления иных инородных предметов. Нефть и нефтепродукты являются рабочей средой для данного типа скребков.

Для получения достоверных данных о состоянии нефтегазопровода, по результатам прохождения дефектоскопа, нам необходимо качественно очистить внутреннюю стенку трубопровода.

Подъем и перемещение скребка осуществлять только за корпус очистного устройства или за кольцо, которое расположено на бампере.

1.2.3 Многоканальный профилемер ПРН

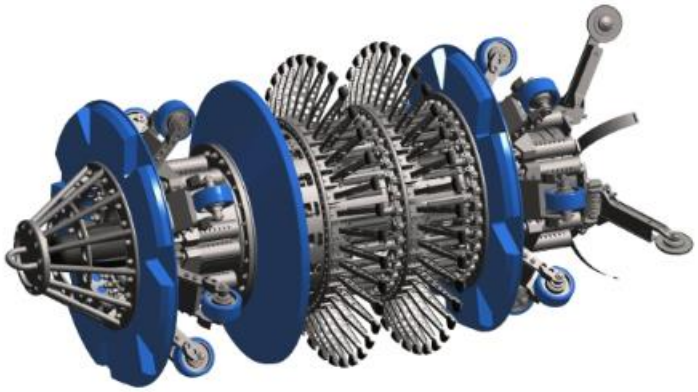


Рисунок 4 – Профилемер многоканальный ПРН

Для того, чтобы провести точную и достоверную оценку состояния магистрального нефтегазопровода внутритрубным снарядом-дефектоскопом, нам необходимо оценить радиусы отвода труб и их проходное сечение. Это и является основным предназначением профилемеров.

Основные дефекты, обнаруживаемые с помощью профилемеров:

– гофры, вмятины, отклонения геометрического типа, радиусные (криволинейные) изгибы и т.д.;

– возможность определения наличия дефектов в поперечных сварных швах.

После прохождения профилемера по магистральному нефтегазопроводу, мы получаем возможность определения присутствия дефектов и их различных особенностей, участки их нахождения и геометрические параметры. Вышеназванные параметры определяются по конечным данным профилеметрии.

Поиск снаряда-профилемера в магистральном нефтегазопроводе осуществляется специальным локатором.

Подъем и перемещение снаряда-профилемера осуществляется только за корпус и при помощи мягких поясов и траверсов.

В ходе прохождения исследуемого участка нефтегазопровода снаряд-профилемер измеряет углы поворота колен (криволинейные участки), а также радиус их кривизны.

1.2.4 Комбинированные внутритрубные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы

Комбинированный дефектоскоп (дефектоскоп магнитно-ультразвуковой) способен за один пропуск выполнить комплексную диагностику участка нефтепровода и обеспечить выявление различных типов дефектов линейной части.

Основные дефекты, обнаруживаемые с помощью рассмотренного комбинированного магнитного-ультразвукового дефектоскопа:

– дефекты потери металла, связанные с зазубринами;

– дефекты, связанные с потерей металла в зоне кольцевых швов, а также дефекты потери металла в результате коррозии (внутренней и внешней) и дефекты, находящиеся под кожухами, вмятины;

– потеря металла в результате заводского брака;

– дефекты, связанные с потерей металла под ремонтными муфтами;

– трещины в поперечном виде, связанные с вмятинами;

– металлургические дефекты заводского исполнения;

– уменьшение (увеличение) толщины стенки.

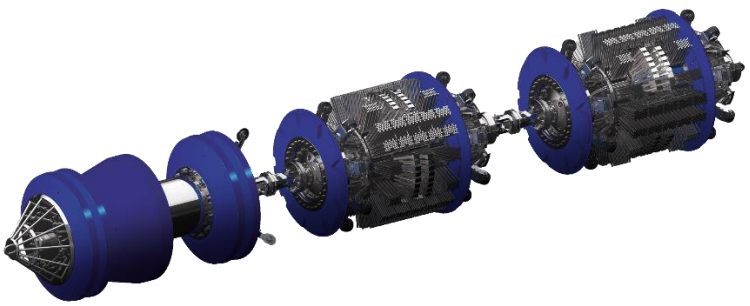


Рисунок 5 – Комбинированный внутритрубный магнитно-ультразвуковой дефектоскоп (MFL+WL+CD)

1.3 Виды ремонтных конструкций

ПАО «Транснефть» за многолетний период работы произвела установку и разработку большого количества различного типа ремонтных конструкций. Каждая разработанная ремонтная конструкция подходит под определенный тип дефекта.

Определение типа и параметра ремонтируемого дефекта производиться согласно РД-23.040.00-КТН-140-11.

1.3.1 Муфты композитные

На производстве ПАО «Транснефть» применяет следующие типы композитных муфт:

– композитная муфта типа П1 и П1ВД (рисунок 9);

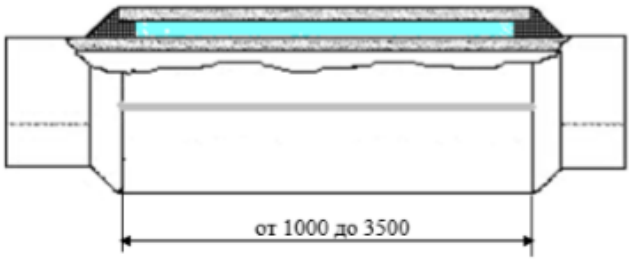


Рисунок 6 – Композитная муфта типа П1 и П1ВД

– композитная муфта типа П1П7, применяемая для ликвидации отверстий и патрубков (рисунок 10);

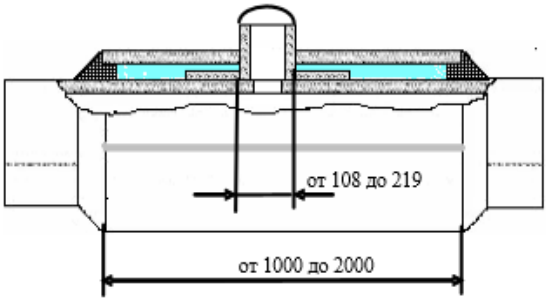


Рисунок 7 – Композитная муфта П1П7

– композитная муфта П1В, применяемая для ремонта вантузов (рисунок 11);

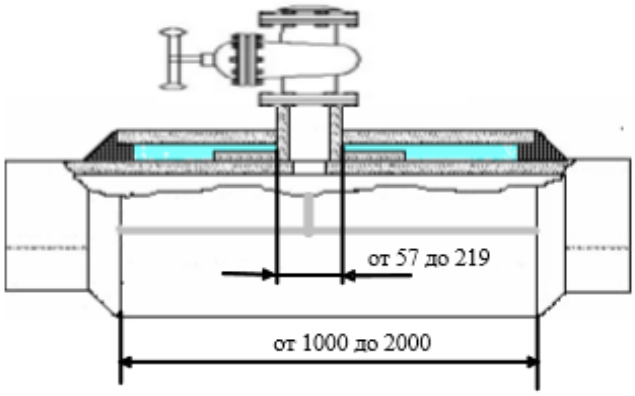


Рисунок 8 – Композитная муфта П1В

1.3.2 Муфты необжимные приварные

ПАО «Транснефть» применяет на производстве только один вид необжимной приварной муфты – П2В2 (рисунок 12).

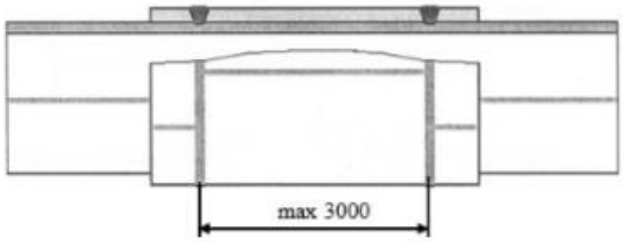


Рисунок 9 – Стальная обжимная муфта типа П2В2

1.3.3 Галтельные муфты

ПАО «Транснефть» применяет следующие типы галтельных муфт:

– галтельная муфта типа П3 и П3ВД, применяемая для ремонта поперечных сварных швов (рисунок 13);

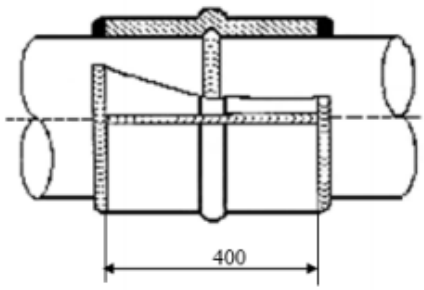


Рисунок 10 – Муфта галтельная типа П3 и П3ВД

– галтельная муфта сварная П5, применяемая для ликвидации дефектов, появившихся на поперечных сварных швах. Муфта П5 имеет в своем составе технологические кольца (рисунок 14);

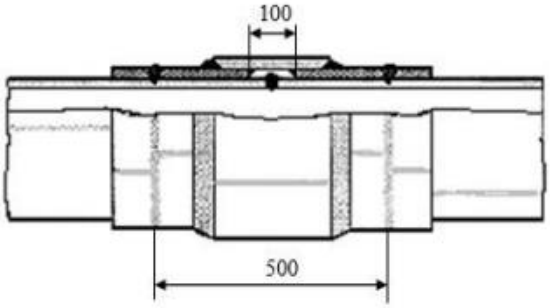


Рисунок 11 – Муфта галтельная сварная типа П5

– галтельная сварная муфта, удлиненная типа П5У применяется для ликвидации дефектов, появившихся на трубной стенке и поперечных сварных соединениях (рисунок 15);

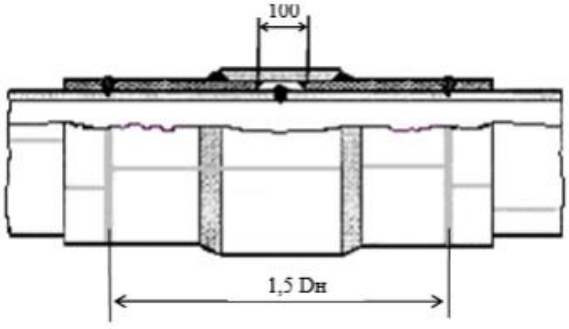


Рисунок 12 – Муфта галтельная удлиненная сварная типа П5У

– галтельная удлиненная муфта типа П6, П6ВД, применяемая для ликвидации дефектов типа гофр. Муфты П6 и П6ВД заполняются антикоррозийной жидкостью (рисунок 16);

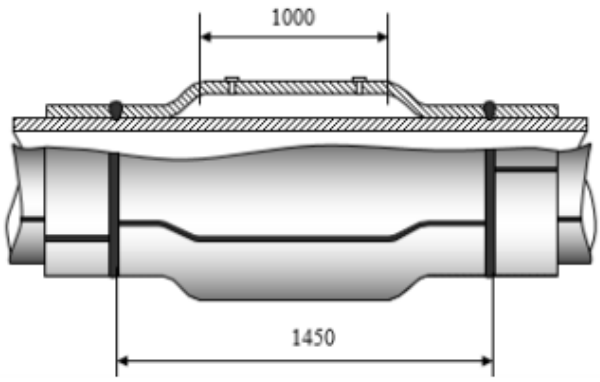


Рисунок 13 – Муфта удлиненная галтельная типа П6, П6ВД

1.3.4 Патрубки

ПАО «Транснефть» применяет на производстве только один вид патрубков типа П7 (рисунок 17).

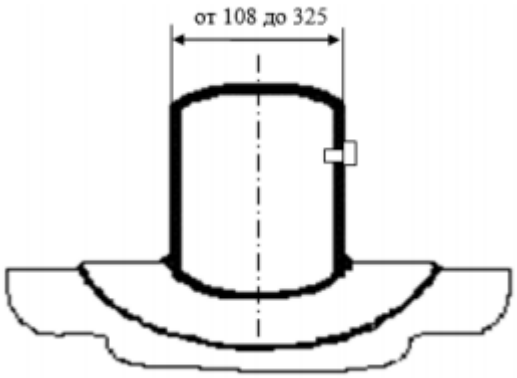


Рисунок 14 – Патрубок с усиливающей накладкой типа П7

1.3.5 Тройники муфтовые

Тройники муфтовые устанавливаются на дефектный участок в соответствии с особенностями ремонтируемого нефтегазопровода. ПАО «Транснефть» применяет на производстве 2 типа муфтовых тройников.

– тройник муфтовый типа П8 и П8ВД, используемый для ремонта вантузов, сигнализаторов пропуска средств очистки и диагностики, а также патрубков и отверстий (рисунок 18);

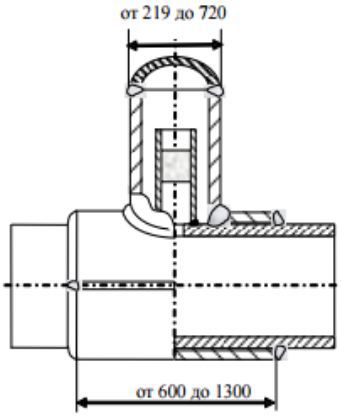


Рисунок 15 – Тройник разрезной типа П8 и П8ВД

– тройник муфтовый разрезной типа П9 и П9ВД, изготовленный в заводских условиях, применяемый для ремонта отверстий и патрубков (рисунок 19).

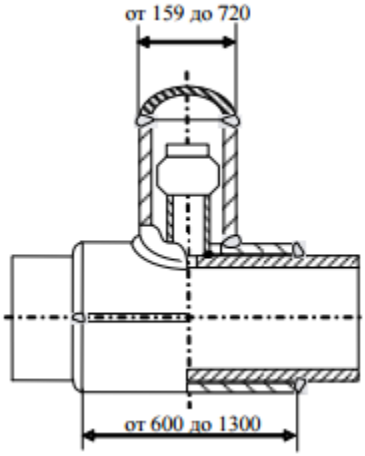


Рисунок 16 – Тройник разрезной типа П9 и П9ВД

1.3.6 Чопы герметизирующие

Чоп герметизирующий – это деталь, изготовленная из стали в форме конического цилиндра, которая применяется для герметизации сквозных отверстий в стенке ремонтируемого нефтегазопровода.

1.3.7 Анализ существующих ремонтных конструкций

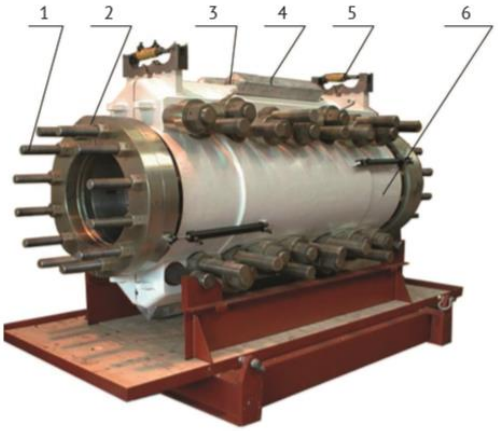
В результате старения нефтегазотранспортной системы возникла острая необходимость проведения большого числа планово-восстановительных работ. Работы проводятся как на линейной сухопутной части, так и на участках, где трубопроводы пересекают водные преграды. По результатам проведенной внутритрубной дефектоскопии подводных переходов (ПП) были выявлены крайне опасные дефекты, такие как: дефекты металла, дефекты геометрической формы и т.д. Что в свою очередь повлекло за собой поиск новых методов ремонта подводных переходов магистральных нефтепроводов.

В настоящее время происходит увеличение требований к обеспечению надежности трубопроводов, пересекающих водные преграды. В связи с этим возникла необходимость поиска альтернативных методов ремонта подводных переходов.

На сегодняшней день ремонт подводных переходов с помощью муфт проводится в герметизирующей камере кессон. У данного метода существует ряд недостатков, связанных с наличием сварки между стенкой трубопровода и муфтой, возникающих концентраторов напряжений в результате приварки муфты к трубе, а также на данную операцию затрачивается значительное количество времени. Время затрачивается на установку кессона, проведение работ по установке муфты, проведения ДДК сварных швов, демонтажа кессона и т.д.

Если обратиться к зарубежному опыту, то коллеги на Западе для ликвидации дефектов на подводных переходах активно используют ремонтную конструкцию типа гидромуфта. Данная ремонтная конструкция устанавливается без применения сварки, ее монтаж проводится обученными водолазами, а самое главное она не создает концентраторов напряжений на трубопроводе, также является сборно-разборной конструкций и ее установка в 1,5 – 2 раза занимает меньше времени чем установка муфты в герметичном кессоне. Данные муфты активно разрабатывает и применяет на практике

английская компания Furmanite. Приведенный на рисунке 17 ремонтный хомут устанавливаются на морских трубопроводах на глубинах недоступных для водолазов.



1 – резьбовая шпилька осевого крепежного элемента; 2 – устройство предотвращения осевого смещения; 3 – подъемная проушина; 4 – анод протекторной защиты; 5 – гидравлический домкрат; 6 – корпус хомута

Рисунок 17 – Ремонтный хомут компании Furmanite

В результате изучения информации по данной тематике, появилась идея создания гидромуфты в России, которая будет иметь характеристики наиболее подходящие под наши условия эксплуатации. В результате развития морских трубопроводов в России, а также развития шельфа, данные разработки получат свое признание в будущем.

За основу был взят зарубежный опят коллег по конструированию гидромуфты.

При конструировании отечественной гидромуфты коснулись доработок и были адаптированы под наши условия эксплуатации такие ее элементы как:

– Узел герметизации торца гидромуфты;

– Способ заполнения антикоррозийной жидкости;

– Муфта сконструирована так, что является сборно-разборной конструкций, что в свою очередь повышает ее надежность.

Рассмотренные выше ремонтные конструкции, которые непосредственно устанавливаются в настоящее время в компании ПАО «Транснефть» имеют ряд существенных недостатков. Возникла необходимость создания такой

ремонтной конструкции, которая будет превосходить по своим техническим характеристикам те ремонтные конструкции, устанавливаемые на нефтегазопроводы в настоящее время. Чтобы представить какую мы хотим сконструировать ремонтную конструкции, нам необходимо детально изучит недостатки используемых ремонтных конструкций и, в свою очередь, исключить данные недостатки у нового образца муфты.

Основным и самым главным недостатком существующих муфт является наличие сварки между стенкой нефтегазопровода и непосредственно привариваемой муфты, что в свою очередь, является концентратором напряжения. Сварка приводит к нагреву стенки трубопровода, что не может не сказаться на эксплуатационных свойствах металла.

Также устанавливаемые муфты являются одноразового использования, которые можно ликвидировать только при плановой вырезки на нефтепроводе.

При ремонте подводных переходов применение сварки достаточно проблематично в наших условиях. Ремонт возможен при установки герметичной камеры – кессона, где ремонтная бригада может проводить свар-монтажные работы.

Мы предлагаем конструкцию муфты, которая будет устанавливаться на нефтегазопровод без сварки и применения кессона. Новая муфта полностью ликвидирует дефект на все время дальнейшей эксплуатации нефтегазопровода.

К основным достоинствам нового образца муфты можно отнести:

– отсутствие сварки между стенкой трубопровода и муфтой;

– муфта является сборно-разборной конструкцией, что позволяет использовать ее несколько раз;

– установка муфты занимает менее продолжительное время, чем муфт, применяемых в настоящее момент. Экономия времени происходит из-за отсутствия сварки и как следствие отсутствия работ по проведению ДДК сварных швов.

1.4 Гидромуфта. Особенности конструкции

Изобретение относится к трубопроводному транспорту и предназначено для проведения ремонтных работ на подводных трубопроводах. Устанавливают две полумуфты вокруг ремонтируемого участка трубопровода с образованием полости между внутренней поверхностью муфты и внешней поверхностью трубопровода. Стягивают полумуфты между собой с герметизацией муфты с ее торцов, после чего вытесняют воду из зазора и заполняют указанную полость антикоррозийной жидкостью. Равномерно распределяет давление на торцевые резиновые манжеты, что позволяет устанавливать муфту на трубопровод с большой овальностью.

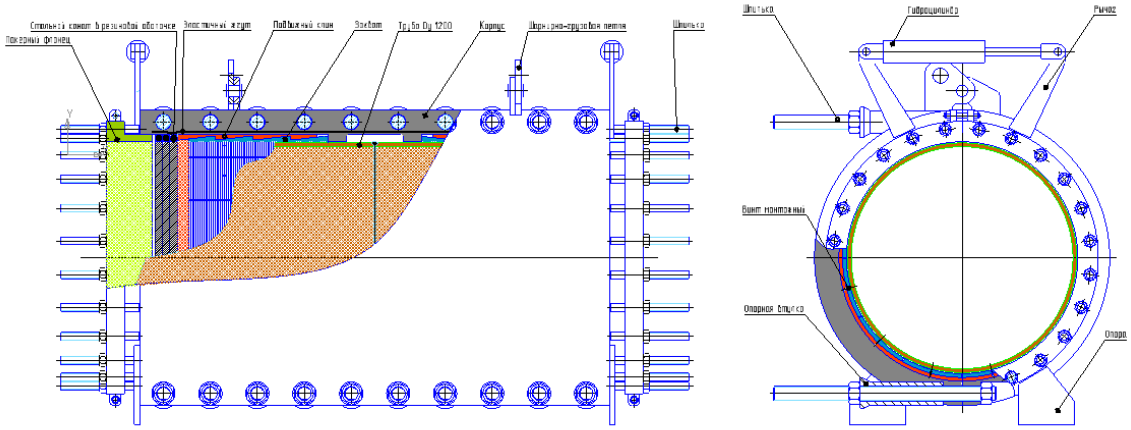


Рисунок 18 - Гидромуфта

Изобретение относится к трубопроводному транспорту и предназначено для проведения ремонтных работ на подводных трубопроводах.

Задачей предлагаемого изобретения является обеспечение герметичности уплотнения муфты на трубопроводе с большой овальностью сечения.

Поставленная задача решается за счет конструкции муфты, состоящей из двух полумуфт, имеющих продольные фланцы, и средства крепления и стягивания полумуфт между собой, муфта выполнена с возможностью ее установки на трубопровод с образованием полости между внешней поверхностью трубопровода и внутренней поверхностью муфты, в

полумуфтах выполнены отверстия для подачи антикоррозийной жидкости в указанную полость и для вывода из нее воды, а со стороны торцов муфта снабжена узлами герметизации, при этом согласно изобретению каждый из узлов герметизации состоит из торцевого фланца, выступающего внутрь каждой из полумуфт, в котором выполнены отверстия для прохода прижимных шпилек, и упорного выступа в виде полукольца, выполненного на внутренней поверхности каждой из полумуфт, а между торцевым фланцем и упорным выступом расположены стальной канат в резиновой оболочке и 2 полукольца, обеспечивающие герметизацию торцов муфты.

Отверстия для прохода прижимных шпилек расположены по диаметру торцевого фланца с шагом 10-20°.

На внешней поверхности каждой из полумуфт со стороны ее торцов выполнены ребра жесткости, на каждом из которых закреплен рычаг, соединенный с гидравлическим цилиндром, обеспечивающим открывание и закрывание муфты, при этом на одном из продольных фланцев каждой из полумуфт установлены петли для размещения оси вращения полумуфт.

В ребрах жесткости могут быть выполнены монтажные отверстия.

Для герметичности муфты вдоль продольных фланцев каждой из полумуфт размещены уплотнители.

В полумуфтах выполнены две пары диаметрально расположенных соосных упомянутых отверстий, в которых установлены шаровые краны, один из которых, установленный на нижней полумуфте, соединен с системой, обеспечивающей подачу антикоррозийной жидкости и воздуха, а другой, установленный на верхней полумуфте, соединен с емкостью для выхода антикоррозийной жидкости.

Стальной канат в резиновой оболочке и два металлических полукольца позволяет создать такое распределение давления на нефтегазопроводе, которое обеспечивает герметизацию муфты на трубопроводе с большой овальностью.

Муфта состоит из двух разъемных полумуфт, выполненных в виде полуцилиндров, имеющих продольные фланцы, которые попарно соединены между собой посредством шпилек, проходящих через отверстия, выполненных в продольных фланцах. Стягивание полумуфт между собой по продольным фланцам проводят, начиная от центра к торцам муфты.

Муфта выполнена с возможностью ее установки на трубопровод с образованием полости между внешней поверхностью трубопровода и внутренней поверхностью муфты. Внутренний диаметр муфты зависит от диаметра ремонтируемой трубы, а ее длина - от длины дефектного участка. Толщина стенки муфты определяется с учетом толщины стенки ремонтируемого трубопровода и должна превышать ее не менее чем на 30%. Прочностные характеристики металла, из которого выполняется корпус муфты, должны быть не ниже прочностных характеристик металла трубопровода.

Со стороны торцов муфта снабжена узлами герметизации. Каждый из узлов герметизации состоит из торцевого фланца, выступающего внутрь каждой из полумуфт, в котором выполнены отверстия для прохода прижимных шпилек, и упорного выступа в виде полукольца, выполненного на внутренней поверхности каждой из полумуфт. Между выступом и фланцем расположен гибкий стальной прорезиненный канат и два металлических полукольца. Отверстия для прохода прижимных шпилек расположены по диаметру фланца с шагом 10-20°, причем, чем больше диаметр трубопровода, а, следовательно, и диаметр муфты, тем меньше шаг расположения отверстий, например, при диаметре трубы 1220 мм шаг расположения отверстий на торцевом фланце составляет 10 градусов.

На внешней поверхности каждой из полумуфт со стороны ее торцов выполнены ребра жесткости, на каждом из которых закреплен рычаг, соединенный с гидравлическим цилиндром, обеспечивающим открывание и закрывание муфты, а на одном из продольных фланцев каждой из полумуфт установлены петли для размещения оси вращения полумуфт.

В ребрах жесткости выполнены монтажные отверстия.

Вдоль продольных фланцев каждой из полумуфт размещены уплотнители.

Затягивание крепежных элементов производят посредством гидронатяжителей, устанавливаемых последовательно на каждый крепежный элемент. Гидронатяжитель состоит из корпуса, поршня, тарельчатых пружин, резиновых манжет и входного штуцера. Установка гидронатяжителя на шпильку, установленную в отверстие продольного фланца, осуществляют через переходник и переходную втулку при помощи гайки. Через входной штуцер производится подача давления в корпус гидронатяжителя. Давление при помощи поршня, тарельчатых пружин и поджимной гайки, шпильки передается на продольные фланцы муфты, и посредством подкручивания гайки осуществляется стягивание фланцев.

В полумуфтах выполнены две пары диаметрально расположенных соосных отверстий, в которых установлены шаровые краны $Р_1$, $Р_2$, $Р_3$, $Р_4$, один из которых - $Р_3$, установленный на нижней полумуфте, соединен с системой, обеспечивающей подачу антикоррозийной жидкости и воздуха, а другой - $Р_2$, установленный на верхней полумуфте, соединен с емкостью для выхода антикоррозийной жидкости. Система для обеспечения подачи наполнителя и воздуха состоит из компрессора, гидравлического насоса, пневмодозирующей установки и шаровых кранов $Р_5$, $Р_6$, $Р_7$, $Р_8$.

Установка муфты осуществляется следующим образом.

После проведения внешнего контроля двух полумуфт производят очистку внутренней поверхности каждой из них, на внутренние поверхности полумуфт наносят смазку, устанавливают резиновые уплотнители вдоль фланцев и гибкий стальной прорезиненный канат, а также два металлических поджимных полукольца вплотную к упорному выступу. Шпильками, установленными в отверстиях, осуществляют предварительный поджим каната и полуколец к выступу. В отверстиях полумуфт устанавливают шаровые краны $Р_1$, $Р_2$, $Р_3$, $Р_4$ для подачи антикоррозийной жидкости и воздуха.

Совмещают установочные отверстия петель на верхних продольных фланцах и устанавливают в них ось вращения муфты. На рычагах устанавливают гидравлические цилиндры для обеспечения функции открывания и закрывания муфты.

В закрытом виде муфту посредством грузоподъемного устройства, каната и монтажных отверстий опускают под воду, центрируют ее размещение над зачищенным ремонтируемым участком трубопровода, при помощи гидравлических цилиндров раскрывают ее и закрывают вокруг трубопровода. Производят обтяжку корпуса муфты по продольным фланцам при помощи гидронатяжителей, устанавливаемых последовательно на каждую шпильку. После проведения окончательной затяжки всех шпилек на продольных фланцах проводят герметизацию муфты с ее торцов: по направлению от центра полумуфт к месту размещения продольных фланцев путем последовательной затяжки шпилек с усилием 5-5,5 кгс. После завершения установки и обтяжки муфты проводят испытание внутреннего пространства муфты на герметичность, для чего закрывают шаровые краны $Р_1$, $Р_2$, $Р_4$, $Р_6$, при этом шаровые краны $Р_3$, $Р_5$, $Р_7$, $Р_8$ должны быть открыты. Гидравлическим насосом подают давление 2,0 МПа в полость между внутренней поверхностью муфты и наружной поверхностью трубопровода. По стабильным показаниям манометров в течение установленного промежутка времени судят о герметичности установки муфты. После испытания на герметичность производят сброс давления в системе. Затем производят подготовку к заливке, для чего открывают шаровые краны $Р_5$, $Р_6$, $Р_7$ и при помощи шлангов подсоединяются воздушный компрессор, гидравлический насос и пневмодозирующая установка соответственно. Для продувки и осушки полости закрывают краны $Р_1$, $Р_2$, $Р_6$, $Р_7$ (при этом краны $Р_5$, $Р_8$, $Р_3$, $Р_4$ открыты) подают компрессором воздух с давлением большим, чем давление воды на глубине залегания трубопровода на 2-3 атмосферы.

Появление пузырьков воздуха на поверхности воды свидетельствует о заполнении полости воздухом и выходе его из кранов $Р_3$, $Р_4$.

Для осуществления заливки полости антикоррозийной жидкости закрывают краны P_5, P_7, заливают антикоррозийную жидкость в пневмодозирующее устройство и подают его в полость. Заливку антикоррозийной жидкости производят до тех пор, пока она не появится из шланга, соединенного с краном P_2. Затем для создания давления в межтрубном пространстве, при закрытом кране P_2 на выходе пневмодозирующего устройства создают давление 2,0 МПа, тем самым, обеспечивая уплотнение антикоррозийной жидкости в полости. Далее, перекрывают кран P_3 и демонтируют систему установки и заливки муфты.

Основные характеристики гидромуфты:

1) Муфта предназначена для ремонта подводного трубопровода, содержащая две полумуфты, средства крепления и стягивания полумуфт между собой и узлы герметизации со стороны торцов, муфта выполнена с возможностью ее установки на трубопровод с образованием полости между внешней поверхностью трубопровода и внутренней поверхностью муфты, а в полумуфтах выполнены отверстия для подачи антикоррозийной жидкости и воздуха в указанную полость и для вывода из нее воды, отличающаяся тем, что каждый из узлов герметизации состоит из торцевого фланца, выступающего внутрь каждой из полумуфт, в котором выполнены отверстия для размещения прижимных шпилек, и упорного выступа в виде полукольца, выполненного на внутренней поверхности каждой из полумуфт, а между торцевым фланцем и упорным выступом расположен гибкий прорезиненный стальной канат и два стальных полукольца.

2) Муфта, отличается тем, что герметизация торца муфты выполнена с помощью прорезиненного троса и двух стальных полуколец.

3) Муфта, отличается тем, что отверстия в торцевых фланцах для размещения прижимных шпилек расположены с шагом 10-20°.

4) Муфта, отличается тем, что на внешней поверхности каждой из полумуфт со стороны ее торцов выполнены ребра жесткости, на каждом из которых закреплен рычаг, соединенный с гидравлическим цилиндром,

обеспечивающим открывание и закрывание муфты, при этом каждая полумуфта имеет продольные фланцы, на одном из которых установлены петли для размещения оси вращения полумуфт.

5) Муфта, отличается тем, что в ребрах жесткости выполнены монтажные отверстия.

6) Муфта, отличается тем, что вдоль продольных фланцев каждой из полумуфт размещены уплотнители.

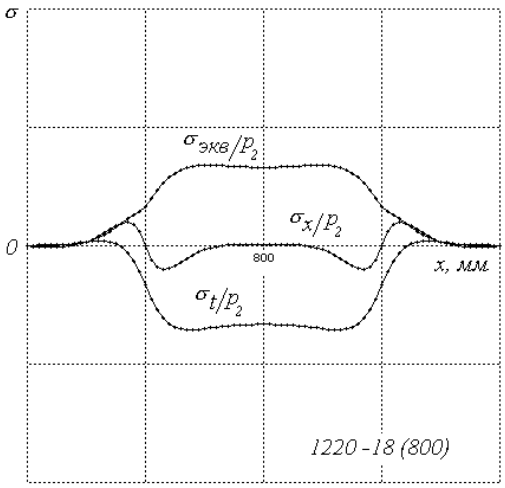
7) Муфта, отличается тем, что в полумуфтах выполнены две пары диаметрально расположенных отверстий, в которых установлены шаровые краны, один из которых, установленный на нижней полумуфте, соединен с системой, обеспечивающей подачу антикоррозийной жидкости и воздуха, а другой, установленный на верхней полумуфте, соединен с емкостью для выхода антикоррозийной жидкости.

1.5 Прочностной расчет основных элементов ГМ

Дано: диаметр трубы 1220 мм; толщина стенки трубы h =18 мм; предлагаемая длина контактной зоны башмака a = 800 мм; отношение $\frac{a}{R}=\frac{a}{(D-h)/2}=1,33$; предел текучести материала трубы $\sigma_T = 47\,кг/мм^2$.

Определить давление p_2, удовлетворяющее условиям прочности материала.

Обратимся к графику распределения напряжений по длине контактной зоны башмака (рис. 18) по наружному диаметру. График показывает распределение напряжений по длине трубы, включая контактную зону.



×	σx/p2	σt/p2	σэкв/p2
0	-0.42	-0.18	0.37
20	-0.55	-0.16	0.49
40	-0.68	-0.10	0.64
60	-0.79	0.01	0.80
80	-0.84	0.19	0.95
100	-0.80	0.45	1.10
120	-0.60	0.82	1.23
140	-0.17	1.29	1.38
160	0.55	1.86	1.65
180	1.64	2.50	2.20
200	3.18	3.16	3.17
220	5.20	3.76	4.65
240	7.71	4.14	6.68
260	10.61	4.12	9.26
280	13.71	3.45	12.35
300	16.64	1.80	15.81
320	18.84	-1.18	19.46
340	19.51	-5.88	23.02
360	17.55	-12.66	26.28
380	11.59	-21.81	29.37
400	0.00	-33.39	33.39
420	-11.58	-44.97	39.75
440	-17.54	-54.12	47.08
460	-19.51	-60.90	53.13
480	-18.85	-65.61	57.79
500	-16.64	-68.59	61.28
520	-13.72	-70.23	63.83
540	-10.63	-70.91	65.63
560	-7.73	-70.93	66.81
580	-5.23	-70.54	67.52
600	-3.21	-69.94	67.86
620	-1.68	-69.27	67.84
640	-0.58	-68.62	67.83
660	0.15	-68.03	67.61
680	0.58	-67.55	67.35
700	0.81	-67.16	67.08
720	0.90	-66.86	66.83
740	0.91	-66.66	66.63
760	0.88	-66.52	66.48
780	0.85	-66.44	66.39
800	0.84	-66.42	66.36

Рисунок 19 – График распределения напряжений по длине трубопровода

Труба с наружным диаметром 1220 мм и толщиной стенки 18 мм.

Распределение эквивалентных, осевых и окружных напряжений по длине контактной зоны башмака $a = 800$ мм, при $a/R = 1{,}33$.

Начало координат находится на расстоянии $\frac{a}{2}$ от крайней левой точки башмака.

Напряжения, отнесенные к единице давления в контактной зоне:

σ_x - напряжение вдоль оси x трубы;

σ_t - окружное напряжение;

$\sigma_{экв}$ - эквивалентное напряжение (по энергетической теории прочности)

В таблице, соответствующей графику, а также в программе данные величины обозначены соответственно:

x - координата текущей точки,

Зная предел текучести материала трубы:

$$\sigma_T = 47\,кг/мм^2 = 4700\,кГ/см^2,$$

назначаем в соответствии с экспертными оценками коэффициент запаса $n = 1{,}7$ и получаем допускаемое напряжение:

$$[\sigma] = \frac{\sigma_T}{n} = \frac{4700}{1,7} = 2764,7 \frac{кГ}{см^2},$$

из равенства

$$\sigma_{экв} = [\sigma]$$

определяем создаваемое давление

$$\frac{\sigma_{экв}}{p_2} = \frac{[\sigma]}{p_2},$$

это соотношение приведено на графике и в таблице.

Выбирая наибольшее соотношение

$$\frac{\sigma_{экв}}{p_2} = 67,94,$$

из условия прочности получаем

$$p_2 = \frac{[\sigma]}{67,94} = \frac{2764,7}{67,94} = 40,69 \frac{кГ}{см^2} = 3,99 МПа.$$

При данном давлении в контактной зоне башмаков с трубой возникает давление, равное допускаемому.

Аналогично используются графики для всех типоразмеров труб.

1.6 Несущая способность затяжных конических колец

Пусть требуется выбрать параметры колец так, чтобы обеспечить закрепление в муфте свободного конца трубы, нагруженной стандартным давлением **p**.

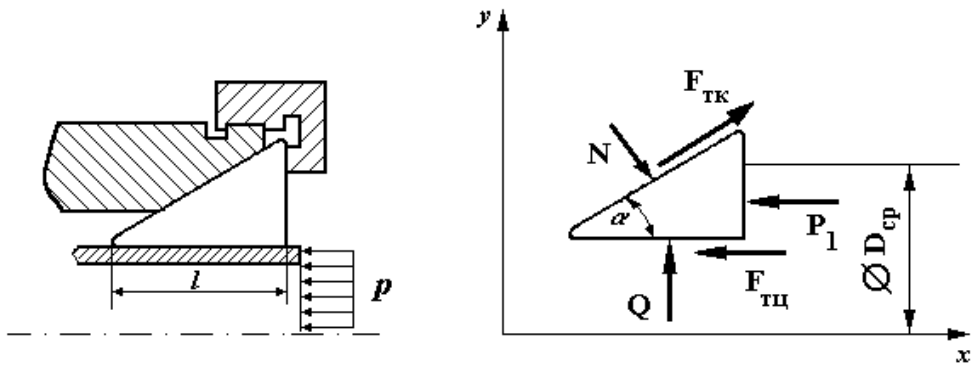


Рисунок 20 – Силы, действующие на ГМ

Поскольку кольца разрезные, расчет можно вести для развертки кольца. Длина развертки:

$$L = \pi D_{\text{ср.}}$$

Примем

$$L \cong \pi d \,,$$

где *d*- диаметр трубы.

Равнодействующее давление в сечении трубы

$$P = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot p = \frac{3{,}14 \cdot 1{,}22^2}{4} \cdot 6{,}4 = 7{,}48 МПа$$

должно быть уравновешено равнодействующей $F_{\text{тц}}$ сил трения на цилиндрической поверхности кольца:

$$F = f \cdot Q,$$

где f – коэффициент трения,

Q – равнодействующая сил нормального давления на развертку кольца со стороны трубы.

Силу Q определим из условия, что напряжения на площадке контакта с кольцом равны допустимому напряжению смятия.

$$Q = \left[\delta_{см}\right] \pi \cdot d \cdot l = 245{,}2 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}22 \cdot 0{,}8 = 44{,}15 МПа \,.$$

Из рассмотренных соотношений определяется необходимая длина кольца

$$l = \frac{pd}{4f \cdot \left[\delta см\right]} = \frac{7{,}48 \cdot 1{,}22}{4 \cdot 0{,}2 \cdot 245{,}2} = 0{,}047 м \,.$$

Если кольцо расчетной длины реализовать невозможно, следует применить не одну, а несколько пар колец.

Определим усилие затяжки кольца (P_1).

Уравнение равновесия развертки кольца.

$$\begin{aligned} N\sin\alpha + F_{TK}\cos\alpha - P_1 - F_{TЦ} = 0 \\ Q + F_{TK}\sin\alpha - N\cos\alpha = 0 \end{aligned},$$

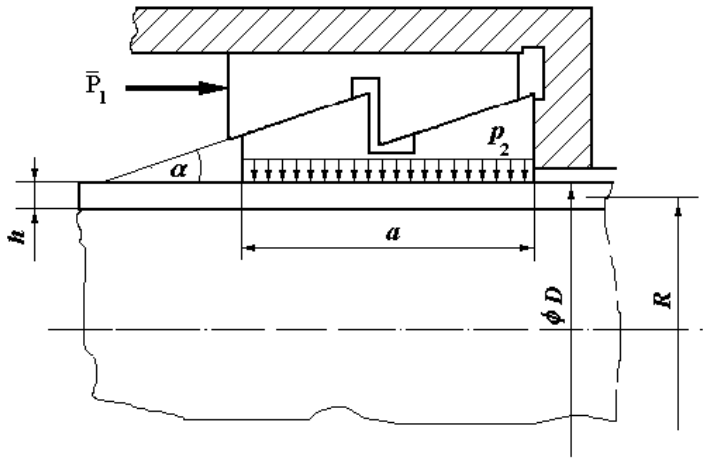
Здесь $F_{TK} = Nf$.

Из уравнений равновесия определяется усилие затяжки:

$$P_1 = Q\frac{\sin\alpha\left(1+f^2\right)}{\cos\alpha - f\sin\alpha} = 44{,}15\cdot\frac{\sin 60\cdot(1+0{,}2^2)}{\cos 60 - 0{,}2\cdot\sin 60} = 15 МПа = 153 кгс/см^2$$

1.7 Определение усилия затяжки конических колец

Определим усилие $\overline{P_1}$, необходимое для того, чтобы обеспечить давление p_2 на поверхности трубы с внутренним давлением p_1.



D – внешний диаметр трубы, R - средний радиус трубы, h – толщина стенки трубы, a – длина контакта.

Рисунок 21 – Силы, действующие на герметизирующие конические кольца

Расчеты выполняются для развертки наружного кольца.

Равнодействующая давления на трубу (для развертки)

$$Q = p_2\cdot\pi\cdot D\cdot a = 3{,}99\cdot 3{,}14\cdot 1{,}22\cdot 0{,}8 = 12{,}2 МПа = 124{,}4 кгс/см^2$$

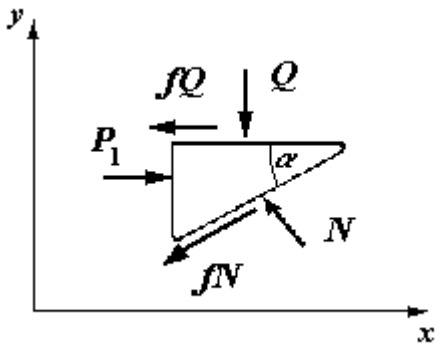


Рисунок 22 – Силы, действующие на наружное кольцо

1.7.1 Действующие силы на развертку наружного кольца

Уравнения равновесия:

$$\sum F_x = P_1 - fQ - N\sin\alpha - fN\sin\alpha = 0$$

$$\sum F_y = N\cos\alpha - fN\cos\alpha - Q = 0$$

где f – коэффициент трения скольжения.

Из уравнений равновесия получаем:

$$P_1 = Q\frac{2f\cos\alpha + (1-f^2)\sin\alpha}{\cos\alpha - f\sin\alpha} = p_2\pi \cdot D \cdot a\,\frac{2f\cos\alpha + (1-f^2)\sin\alpha}{\cos\alpha - f\sin\alpha} = 93{,}8 кГ/см^2$$

или 9,2 МПа.

1.8 Влияние овальности трубы на величину зазора между трубой и затяжным кольцом

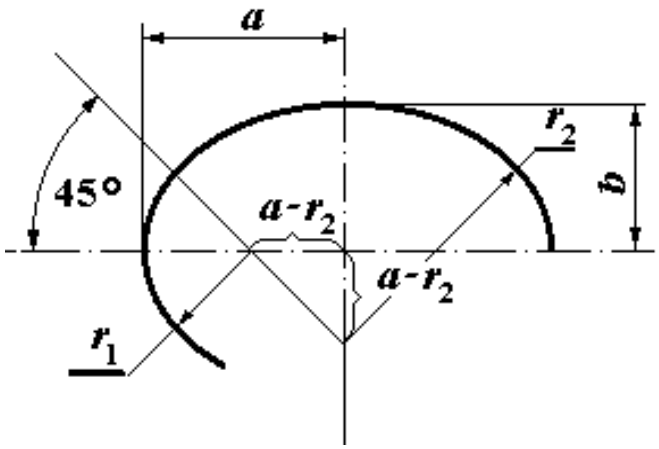


Рисунок 23 – Влияние овальности трубы на величину зазора между трубой и кольцом

Овал, составленный из четырех дуг, окружностей с центральными углами по 90° при малой овальности мало отличается от эллипса.

По рисунку:

$$r_1 = b + a - r_2;$$

$$r_1 = r_2 + \frac{a - r_2}{\cos 45^\circ}.$$

Из этих уравнений

$$r_1 = \frac{a - b\left(\sqrt{2} - 1\right)}{2 - \sqrt{2}};$$

$$r_2 = \frac{b - a\left(\sqrt{2} - 1\right)}{2 - \sqrt{2}}.$$

Значения r_1, r_2 при малой овальности близко к соответствующим значениям для вершин эллипса.

Периметр овала

$$L = \pi(r_1 + r_2)$$

с учетом (1)

$$L = \pi(a + b)$$

При установке муфты овальность принудительно устраняется, сечение трубы приобретает круговую форму. Принимая, что периметр при этом сохраняется, найдем диаметр кругового сечения трубы

$$\pi(a + b) = \pi D_H$$

Наружный диаметр трубы

$$D_H = a + b$$

после затяжки конических колец.

Все геометрические отклонения, включая овальность, должны укладываться в допуск, составляющий 1% D_H.

Имеем

$$a + b = D_H$$

$$2a - 2b = 0{,}01 D_H.$$

Из этой системы уравнений

$$a = 0{,}5025 D_H,$$

$$b = 0{,}4975 D_H,$$

или

$$a = \frac{D_H}{2} + 0{,}25\% D_H,$$

Пример. Для трубы с D_H=1220 мм при максимальной овальности в 1%.

$$a = \frac{D_H}{2} + 3{,}05\,\text{мм},$$

$$b = \frac{D_H}{2} - 3{,}05\,\text{мм}.$$

То есть перед затяжкой колец зазор между внутренним кольцом муфты и трубой должен быть 3,05 мм.

1.9 Упругое уменьшение диаметра трубопровода при затяжке конических колец

При затяжке колец создается давление q на поверхности трубы, это приводит к появлению кольцевых сжимающих напряжений и сжатию трубы.

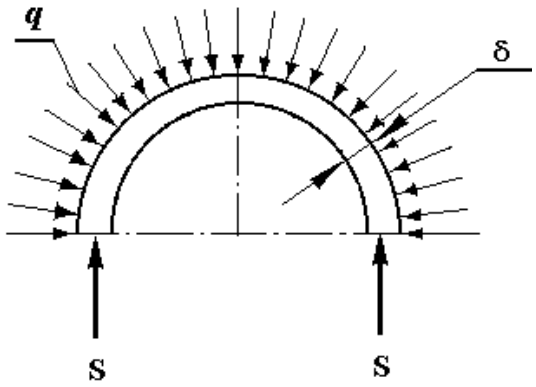


Рисунок 24 – Кольцевые сжимающие напряжения, появляющиеся на трубопроводе при затяжке колец

Уравнение равновесия примет следующий вид:

$$2S - \left(D_H - 2\delta\right)aq = 0$$

так как $2\delta << D_H$, отбросим 2δ, тогда

$$S = \delta \cdot a \cdot \sigma = \delta \cdot a \cdot E \cdot \varepsilon$$

Таким образом получаем:

$$\varepsilon = \frac{qD_H}{2\delta E}.$$

Длина развертки кольца уменьшается на ΔL

$$\Delta L = \varepsilon L = \varepsilon \cdot \pi \cdot D_H; \qquad L = \pi D_H.$$

Радиус трубы уменьшается на ΔR_q:

$$\frac{D_H}{2} - \Delta R_q = \frac{L - \Delta L}{2\pi},$$

откуда:

$$\Delta R_q = \varepsilon \frac{D_H}{2}.$$

С учетом предыдущей формулы:

$$\Delta R_q = \frac{qD_H^2}{4\delta E}.$$

Полученная формула дает завышенное значение ΔR_q.

Труба имеет наружный диаметр $D_H = 1220$ мм, толщину стенки $\delta = 18$ мм, модуль упругости $E = 2{,}06 \cdot 10^5$ МПа, длина кольца $a = 800$ мм, коэффициент трения между трубой и кольцом $f = 0{,}2$, давление в трубопроводе $p = 6{,}4$ МПа.

$$q = \frac{pD_H}{4fa}; \qquad q = 12{,}2 \text{ МПа};$$

$$\Delta R_q = \frac{qD_H^2}{4\delta E}; \qquad \Delta R_q = 1{,}22 \text{ мм}.$$

1.10 Давление конических колец на стенку трубопровода

Давление ***q*** кольца на трубу создается при пустой трубе. Положим, что кольца и корпус муфты после монтажа - абсолютно твердое тело. Тогда после подачи в трубу нефти (в рабочем состоянии трубопровода) получим:

$$q_{раб} = q + p,$$

где p - давление в трубопроводе.

Вследствие затяжки колец, а затем при подаче нефти в трубу прилежащие к кольцу участки трубы «раздуваются».

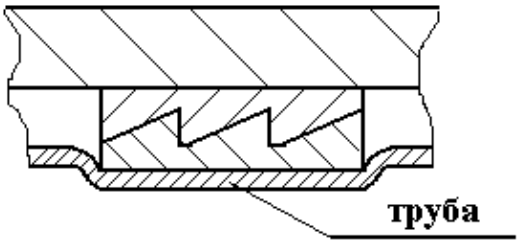


Рисунок 25 – Давление затянутых колец на трубопровод

Сдвинуть кольцо с трубы практически невозможно при любых значениях силы трения.

Выводы:

1) Выяснить, на чем основано требование к величине силы трения между кольцом и трубой.

2) Даже при справедливости этого требования расчет усилия затяжки колец следует свести к величине:

$$q_{\text{р}ac} = q - p\,,$$

где:

$$q = \frac{pD_H}{4f \cdot l}.$$

2 Технологическая часть

2.1 Проведение ремонтных работ на подводном переходе МН при помощи установки гидромуфты

Ремонт подводных переходов магистральных нефтепроводов диаметром до 1220 мм при помощи установки ремонтных конструкций в частности гидромуфты относят к постоянным методам ремонта. Данный вид ремонта применяется как для планового, так и для аварийного ремонта.

В основной части магистерской диссертации рассмотрим технологию ремонта подводного перехода и восстановления несущей способности нефтепровода системы ПАО «Транснефть» при помощи гидромуфты. Рассмотренная технология ремонта подводного перехода может применятся на магистральном нефтепроводе, сооруженном в равнинных и предгорных районах, проходящих через реки и водоемы с песчаным, гравийно-песчаным, глинистым или илистым дном.

После проведения технико-экономического обоснования и оценки вариантов ремонта, назначается местный ремонт подводного нефтепровода при помощи установки гидромуфты.

Виды дефектов, которые подлежат ремонту при помощи установки гидромуфты, и наложенные ограничения на данным тип ремонта приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Дефекты трубопроводов, ремонтируемые методом установки гидромуфты и ограничения применимости данного вида ремонта

<table>
<tr><td colspan="2">Вид дефекта (по РД-23.040.00-КТН-011-11)</td><td>Ограничения</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Дефекты геометрии трубы</td><td>Гофр</td><td>Высота гофра должна быть меньше глубины проточки (полости) муфты. Отклонение формы трубы от окружности на участках контакта с кольцевыми уплотнениями не более 1%</td></tr>
<tr><td>Вмятина</td><td rowspan="2">Отклонение формы трубы от окружности – не более 1% на участках контакта с кольцевыми уплотнениями</td></tr>
<tr><td>Овальность</td></tr>
<tr><td rowspan="6">Дефекты стенки трубы</td><td>Потеря металла</td><td rowspan="9">Расстояние между внутренними границами зон кольцевых уплотнений должно превышать длину дефекта минимум на 100 мм</td></tr>
<tr><td>Риска</td></tr>
<tr><td>Расслоение</td></tr>
<tr><td>Расслоение с выходом на поверхность</td></tr>
<tr><td>Расслоение в околошовной зоне</td></tr>
<tr><td>Трещина</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Дефекты сварного шва</td><td>Несплошности плоскостного типа</td></tr>
<tr><td>Аномалии</td></tr>
<tr><td>Смещение кромок</td><td>Высота дефекта в сумме с усилением шва должна быть меньше глубины проточки (полости) муфты Длина дефекта меньше расстояния между внутренними границами зон кольцевых уплотнений не менее, чем на 100 мм</td></tr>
</table>

2.2 Организация проведения ремонтных работ

2.2.1 Предпроектные работы

Да начала выполнения проектно-изыскательской работы выполняют предпроектные работы. Предпроектные работы включают в себя определение местоположение дефекта, определение технического состояния подводного перехода нефтегазопровода и технико-экономическое обоснование проведения ремонтных работ при помощи гидромуфты.

После проведения внутритрубной диагностики и анализе результатов определяют:

– дефекты, которые подлежат ремонту на ППМТ;

– дефектный участок, который подлежит ремонту при помощи гидромуфты;

– расположение дефектов не нефтегазопроводе согласно стационарных береговых маркерных пунктов;

– глубина водоема и заглубление нефтегазопровода на участке, где обнаружен дефект.

Определение местоположения дефекта или дефектов проводится при помощи привязки результатов внутритрубной диагностике к планово-высотному расположению нефтегазопровода.

Технико-экономическое обоснование проведения ремонтных работ при помощи гидромуфты следует проводить, опираясь на сравнение с иными методами ремонта (например, замена руслового участка подводного перехода магистрального нефтегазопровода традиционным траншейным методом).

В технико-экономическом обосновании следует указать анализ нижеследующих показателей:

– техническое состояние нефтегазопровода по результатам внутритрубной диагностики;

– техническое состояние изоляционного покрытия нефтегазопровода;

– планово-высотное положение нефтегазопровода;

– материал, из которого изготовлен трубопровод, год его строительства;

– данные о дефекте или дефектах (размер и взаимное расположение).

В технико-экономическом анализе также необходимо провести сравнение основных технико-экономических показателей вариантов устранения дефектов:

– срок выполнения и стоимость проведения проектно-изыскательской работы;

– капитальные затраты выполнения работ по устранению дефекта или дефектов;

– траты на закупку необходимых материалов и оборудования;

– продолжительность ремонта и сроки его проведения;

– численность ремонтного персонала и его состав;

– влияние ремонтных работ на окружающую среду.

Опираясь на вышеуказанные показатели и проведения их анализа назначается метод ремонта обнаруженного дефекта или дефектов.

Монтаж гидромуфты возможен при выполнении следующих условий:

– присутствие одиночного дефекта или группы дефектов, которые устраняются только установкой одной гидромуфты;

– когда нет необходимости заменять русловой участок подводного перехода магистрального нефтегазопровода большой протяженности по результатам диагностики трубной стенки, изоляционного покрытия, недозаглубления нефтегазопровода, напряженно-деформированного состояния нефтегазопровода и другие;

– срок работы нефтегазопровода не более 15 лет.

Также в технико-экономическом анализе следует указать тип ремонта при помощи гидромуфты: с заполнением внутренней полости гидромуфты компаундом или без заполнения и возможностью снятия гидромуфты с нефтегазопровода и дальнейшего использования повторно. Ремонт с

заполнением внутренней полости гидромуфты компаундом применяется только в том случае, если срок эксплуатации подводного перехода небольшой и на нем отсутствуют иные дефекты.

2.3 Проектно-изыскательские работы

2.3.1 Инженерные изыскания

Инженерные изыскания при подготовке проекта проведения работ по ликвидации дефекта или дефектов осуществляются на основании СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96».

Получение топографо-геодезических материалов и информации о рельефе местности и дна (водотоков, акваторий и водоемов) обеспечивается за счет получения инженерно-геодезических изысканий. При этом особое внимание следует уделять расположению подземных коммуникаций: нефтегазопроводы, кабели связи, нефтепродуктопроводы в месте проведения работ и осуществление проведение мероприятий и по исключению возможности их повреждения.

Организация проведения изучения подводного участка подводного перехода нефтегазопровода выполняется на основании Регламента технической эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов.

2.3.2 Проектирование

Работы, связанные с проектированием ремонта ППМТ, должны выполнятся подрядными специализированными организациями, которые имеют лицензию на проведения данного вида работ и на основании действующего законодательства и нормативных документов.

2.3.3 Согласование и утверждение проекта

Проект на ремонт ППМТ при помощи установки гидромуфты разработанный на основании требований действующих нормативно-правовых документов должен будет пройти государственную экспертизу и быть согласованным в независимости от источника финансирования, формы собственности и так далее.

Проектная организация, занимающаяся разработкой проекта, вместе с Заказчиком согласовывает документацию в надзорных органах Российской федерации:

- Ростехнадзор;
- Бассейновые водные управления (БВУ);
- организации-владельцы коммуникаций.

Иные согласования проводятся индивидуально и назначаются Заказчиком в каждом конкретном случае.

2.3.4 Требования к проектно-изыскательской документации

В данной части магистерской диссертации рассмотрим предъявляемые требования к проекту по вычисленным значениям предельных значений давления в ремонтируемом трубопроводе, обеспечивающим безопасный и надежный ремонт.

Монтаж гидромуфты разрешается проводить на находящемся в эксплуатации нефтегазопроводе без проведения остановки перекачки при рабочем давлении в нефтегазопроводе на 30 % ниже уровня разрешенного давления, которое определено на ремонтируемом участке на основании диагностического обследования, но не более 2,0 МПа.

В проекте так же обязательно указывается выбор способа разработки грунта, тип и марка используемых плавсредств и оборудования, основываясь на полученных данных гидрогеологических исследований на участке

проведения работ, данных о существовании технических средств в строительной подрядной компании.

При скорости течения более 0,5 м/с проектом обязательно предусматриваются специальные условия проведения работ, позволяющие снизить заносимость рабочего котлована со стороны верхнего откоса (установка потоконаправляющих, заграждающих и гасящих экранов, увеличение размеров котлована).

Рабочим проектом также регламентируется способы демонтажа пригрузов, удаление изоляции и футеровки и нанесение изоляционного покрытия и установка балластирующих приспособлений для нефтегазопровода. Необходимо исключить возможность провиса нефтегазопровода, его подъем или изменение положения предусмотренному в плане. В проекте указывается мероприятия по безопасному производству работ, связанными с проведением монтажных и демонтажных работ на нефтегазопроводе, который находится под давлением.

Защитное изоляционное покрытие, наносимое на отремонтированный участок нефтегазопровода, должно соответствовать ГОСТ Р 51164-98. Технология нанесения изоляционного покрытия и его конструкция должны иметь разрешение органов Ростехнадзора для нанесения в толще воды, а также государственные сертификаты. При применение импортных изоляционных покрытий следует иметь разрешающие документы на их применение в Российской Федерации. В проекте указывается технология нанесения изоляционных материалов, с учетом требований технических условий на применяемую конструкцию покрытия, а также инструкциями по его нанесению на нефтегазопровод.

После проведения работ, связанных с установкой гидромуфты и нанесением изоляционного покрытия на отремонтированный участок, следует обеспечить устойчивость нефтегазопровода согласно требованиям СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Проводятся дополнительные расчеты, которые показывают необходимость восстановления балластировки

нефтегазопровода. Балластирующие устройства и методы их установки не должны повреждать нефтегазопровод при их монтаже на отремонтированный нефтегазопровод, а также обеспечить надежное закрепление нефтегазопровода и возможность установки на отремонтированный нефтегазопровод под толщей воды.

2.4 Строительно-монтажные работы

Организационно-технические приготовления к проведению ремонта должны быть выполнены основываясь на требованиях: «Правил производства в охранных зонах магистральных трубопроводов», СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы» и ВСН 010-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы» и иных актуальных отраслевых нормативных документов, которые касаются реконструкции и ремонта нефтегазопроводов.

Проведение работ, связанных с устранением дефектов на подводном переходе с помощью установки гидромуфты, следует выполнять специализированными подрядными организациями, которые имеют лицензию на проведение данного вида работ, имеющими в своем распоряжении необходимые технические средства и оборудование. Формирование бригад должно быть комплексным, для производства законченного строительства. Водолазы, выполняющие данный вид работ, должны пройти специальную подготовку и обучение и иметь разрешение (удостоверение) на производство данного вида работ, которые предусмотрены проектом.

2.4.1 Подготовительные работы

Перед проведением работ по установке гидромуфты на магистральный нефтегазопровод, проводится комплекс подготовительных работ, связанных с передачей Заказчиком Подрядчику подводного перехода. Проводится

оформление акта передачи, обозначаются на местности километраж, пикеты, восстанавливаются опознавательные знаки, закрепляются створные знаки, вехами указывается место дефекта или дефектов, обозначаются подземные коммуникации, которые проложены в одном коридоре с дефектным нефтегазопроводом. Знаки закрепления координируют в специальной системе высотной съемки подводного нефтегазопровода с привязкой к государственной геодезической сети.

Подрядная организация обязаны выполнить нижеследующие подготовительные работы:

– обустройство временных причалов, подъездных путей;

– обустройство жилых городков для работников, их размещение, решение вопросов об организации быта;

– устройство временных пунктов погрузки-выгрузки;

– решение вопросов, связанных с переездом бригады к месту проведения работ;

– устройство строительного хозяйства (склады, пункты хранения ГСМ, пункты технического обслуживания техники и оборудования);

– ознакомление заинтересованных организаций о начале производства ремонтных работ, сроках их проведения, а также получение от организаций разрешения на проведение ремонтных работ;

– подготовка места проведения ремонтных работ.

В зависимости от определенных условий проведения ремонтных работ приготовление места проведения работ предусматривает:

– проведение проверки и приема закрепленной геодезической основы;

– проведение работ по удалению лесорастительности на берегу в месте проведения работ (снег в зимний период);

– проведение работ в зимний период предусматривает удаление снега со льда в месте дефектного участка, по необходимости проведение усиление ледяного покрова;

– выполнение работ, связанных с обследованием дна в месте установки гидромуфты и удаления посторонних предметов.

2.4.2 Основные работы

Проведение работ по ремонту нефтегазопровода на подводном переходе с помощью монтажа гидромуфты проводится согласно рабочему проекту и требований действующих нормативных документов. Все работы проводятся согласно правил охраны труда, технической эксплуатации магистральных нефтегазопроводов, регламентов и инструкций по ликвидации аварий, а также производству работ в охранной зоне магистральных нефтегазопроводов.

Производство подводных земляных работ следует выполнять теми же методами и технологиями, что и при строительстве учитывая:

– физико-механические свойства грунта;

– гидрологические свойства водной преграды (ширина, глубина, скорость течения, волнения и судоходности);

– сезонность выполнения работ;

– рыбохозяйственная важность водной преграды;

– требования охраны окружающей среды;

– способы и возможность доставки технического оборудования на подводный переход;

– существование подземных коммуникаций в месте проведения работ (кабели связи, трубопроводы).

Перемещенный в отвал грунт при проведении земляных работ не должен мешать судоходству и нарушать устоявшийся режим потока реки в месте подводного перехода. Правила перемещения грунта в отвал принимаются на основании технических условий местного районного управления водных путей и судоходства, управления по применению водных ресурсов и рыбоохраны.

Проведение подводных земляных работ производится специальными речными дноуглубительными земснарядами, земснарядами для строительства подводных траншей, а также устройствами малой гидромеханизации – грунтоотсосов и гидромониторов.

При установке гидромуфты и подготовке подводного нефтегазопровода к проведению ремонтных работ применяют универсальные плавучие краны и сухопутные краны, которые устанавливаются на специальные плавучие площадки или ледяной покров водоема, а также монтажные приспособления (рамы).

Для расположения плавучих баз под оборудование и краны, а также при перемещении грузов необходимо использовать баржи и универсальные плавучие понтоны типа УП и КС. Для буксировки несамоходных средств используют специальные буксирные катера.

Производственный контроль качества проведения строительно-монтажных работ включает в себя проведение входного контроля рабочей документации, изделий, конструкций, материалов и также оборудования, приемочный контроль ремонтных работ, контроль отдельных производственных операций.

Проведение скрытых работ следует освидетельствовать с составлением акта. Акт освидетельствования составляется на конечный процесс или операцию, которые выполняются самостоятельными подразделениями исполнителя работ.

2.5 Технология выборочного ремонта

Технике, оборудованию, материалам и изделиям, которые применяются при ремонте подводного перехода магистрального нефтегазопровода, следует отвечать требованиям технических условий и норм Ростехнадзора, а также государственных стандартов. Запрещено использовать материалы, которые не имеют при себе сопроводительной документации (сертификатов, паспортов),

которые подтверждают соответствие их требованиям ГОСТ или ТУ. Также должен обязательно присутствовать товарный знак завода изготовителя. Техника, оборудование, материалы иностранного производства, должны пройти сертификацию в Российской Федерации. Методы работы дефектоскопистов должны быть утверждены Ростехнадзором.

Технологические операции по проведению работ по установке гидромуфты, связаны с использованием плавучих и подъемно-транспортных средств, технические характеристики которых должны обеспечить безопасное производство работ.

Снаряжение, применяемое водолазами должно обеспечивать:

- рабочую глубину погружения не менее 40 м;
- расход сжатого воздуха 60-150 л/мин;
- возможность пребывания на максимальной глубине не менее 80 мин;
- устойчивую связь в течение всей продолжительности спуска;
- возможность работы при температуре воды до 5°С.

При разработке рабочего котлована и обнаружения точного местоположения дефекта и проведения ремонтных работ, котлован должен иметь размеры, которые позволяют беспрепятственно проводить работы ремонтной бригаде водолазов (не менее 3-х) и использовать необходимые материалы и оборудование, применяемое для ликвидации дефекта.

Крутизна откосов рабочего котлована подводной траншеи принимается согласно СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы», для обеспечения безопасного проведения водолазных работ, учитывая физико-механические свойства грунта в месте проведения ремонтных работ.

В проекте указывается ширина котлована, учитывая нижеследующие параметры:

- заносимость рабочего котлована донными наносами (учитывают ее при средней скорости течения выше 0,5 м/сек);

– минимальная ширина прорези, которая определяется конструктивными характеристиками рабочего органа земснаряда или технологией его работы;

– допустимые отклонения по ширине траншеи согласно СП 86.13330.2014.

При проведении работ по монтажу гидромуфты обязательно требуется соблюдение требований рабочего проекта и ППР, в предусмотрены мероприятия, которые обеспечивают безопасное производство работ рядом с близлежащими коммуникациями, которые проложены в одном техническом коридоре с дефектным нефтегазопроводом (различные кабеля связи, трубопроводы).

Производится разработка специальных мероприятий, обеспечивающих безопасное проведение работ и сохранность расположенных рядом коммуникаций. Данные мероприятия разрабатываются на основе взаимного расположения, заглубления и технического состояния близлежащих коммуникаций, а также содержат в себе различные технические условия и решения:

– предварительный вынос коммуникаций из зоны производства работ;

– защита коммуникаций специальными механизмами и приспособлениями;

– якорение плавсредств по возможности ниже по течению от коммуникаций на достаточном расстоянии;

– нахождение технических плавсредств во время технологических перерывов за пределами охранной зоны коридора коммуникаций;

– недопустимо затопления карт льда при прорезании майны в зимний период на неглубоких реках выше по течению от коммуникаций, чтобы избежать заторов и повреждения коммуникаций.

В случае, если во время производства работ будут обнаружены коммуникации, которые не указаны в проекте или ППР, следует

незамедлительно остановить проведение работ и дождаться решения по выяснению собственника коммуникаций. После выявления принадлежности коммуникаций, необходимо получить технические условия от эксплуатирующей организации и разрешение на производство работ, а также согласовать с ней безопасные способы проведения работ в охранной зоне.

2.6 Типовые технологические схемы ремонта

Общая схема проведения работ:

- определение координат дефекта на местности;
- расстановка техники и оборудования;
- вскрытие котлована;
- снятие балластировки, футеровки и изоляции;
- идентификация дефектной секции трубопровода и, при необходимости, дополнительная разработка котлована, дополнительное снятие балластировки, футеровки и изоляции;
- проведение ДДК, разметка и маркировка трубопровода;
- дополнительный УЗК мест, уплотняемых гидромуфтой;
- монтаж и испытание гидромуфты;
- заполнение гидромуфты антикоррозийной жидкостью;
- восстановление изоляции, футеровки и балластировки;
- засыпка котлована.

2.6.1 Определение места дефекта на местности

Перед проведением работ по устранению дефекта или дефектов на подводном переходе нефтегазопровода производят точное выявление координат дефекта на нефтегазопроводе. Для того чтобы точно определить местоположение дефекта на основании данных внутритрубной инспекции,

выявляют расстояние от маркера или иного характерного места (вантуз, задвижка) до места дефекта и от места дефекта до рядом находящихся сварных швов.

В случае отсутствия маркера или иной характерной особенности в процессе проведения внутритрубной инспекции, проводиться вскрытие нефтегазопровода на береговом участке в зоне, где невозможно затопление на длину примерно 3 секций трубопровода. Проводится привязка поперечных сварных швов к информации о внутритрубной инспекции, на основе углового положения продольных сварных швов, располагающихся сверху, или по пересечению спиральных и поперечных швов. Если привязка неоднозначна, проводят дальнейшее вскрытие нефтегазопровода.

На местности проводится привязка характерной особенности или конкретного поперечного сварного шва к местам закрепления нефтегазопровода и пикету трассы. Выявляют пикетаж и координаты характерной особенности. На продольном профиле трассы нефтегазопровода обозначается расположение характерной особенности и по расстоянию по нитке нефтегазопровода наносят местоположение дефекта. Производят определение пикетного значения места дефекта и указывают на плане подводного перехода.

По координатам вычисляют расстояние между ранее найденной характерной особенностью и местом расположения дефекта. Место нахождения дефекта, вычисленное на плане, определяют геодезическими методами на местности и закрепляют вехой или буем.

Створные знаки, которые определяют направление на местоположение дефекта, устанавливаются на устойчивых берегах в период, когда на водоеме нет льда или на льду, но вмораживанием в зоне, где не проводятся ремонтные работы. Местоположение дефекта закрепляют двумя створами по два створных знака, не учитывая осевой створ, по двум сторонам нефтегазопровода. Чувствительность створа должна быть меньше 1 метра.

В месте, где пересекаются створы со стороны водоема устанавливают буй, который закрепляют на вехе или якоре. Пример технологической схемы расстановки знаков и местоположения дефекта или дефектов указана на рисунке 8.

Знаки закрепления координируются в условной системе координат. На основе информации координирования производится аналитический контроль выноса местоположения дефекта, составляют схему выноса и Акт выноса местоположения дефекта, согласованный с представителем заказчика. Знаки выноса на местности местоположения дефекта по Акту с приложением схемы выноса отправляют представителю предприятия, которое выполняет ремонтные работы.

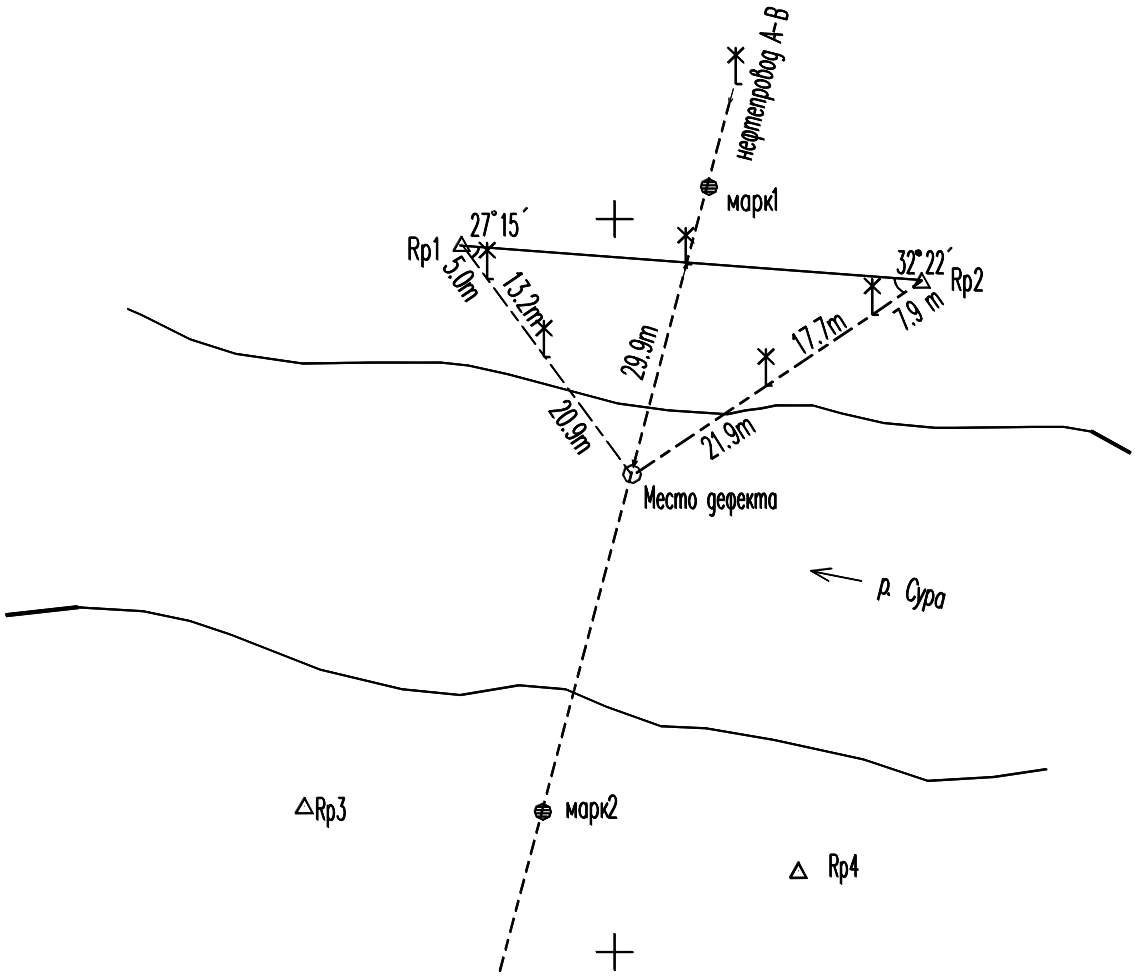


Рисунок 26 – Определение места дефекта

2.6.2 Определение места дефекта на трубопроводе

– До начала работ по размыву нефтегазопровода, с помощью подводного трассоискателя уточняют местоположение оси нефтегазопровода на дне водоема.

– Вычисление координат дефекта не нефтегазопроводе проводится только после размыва нефтегазопровода на длину 15-20 м в месте, которое определено геодезическим способом.

– Демонтируется балластировка, футеровка и изоляция.

– При помощи угломера определяют угловое положение верхних продольных швов или угловое положение пересечений спиральных сварных швов с поперечными.

– Проведя анализ полученных данных и данных внутритрубной диагностики, определяется секция нефтегазопровода, где расположен дефект или группа дефектов, а также уточняют местоположение разработки котлована. В определенных случаях проводят дополнительный размыв рабочего котлована, демонтаж балластировки и изоляции.

– По результатам внутритрубной диагностики нефтегазопровода выявляется положение участка, который подлежит ремонту.

– При помощи ультразвукового дефектоскопа вычисляют границы участка, на котором расположен дефект или группа дефектов.

– Монтируются маркерные хомуты, которые определяют положение устанавливаемой муфты.

– При помощи измерительных устройств производят контроль геометрических параметров участка нефтегазопровода с дефектом и мест уплотнений.

– Также производят дополнительную зачистку мест на нефтегазопроводе под уплотнения гидромуфты, удаляется усиление продольного шва в местах уплотнения гидромуфты.

– При помощи ультразвукового дефектоскопа проводят контроль отсутствия трещин стенки трубопровода на участках уплотнения гидромуфты.

2.6.3 Технологическая схема проведения земляных работ

Разработка котлована в период открытого русла на судоходных реках. Более подробно технология проведения земляных работ представлена в приложении №1.

– установка предупреждающих знаков на воде (буйков);

– установка и якорение земснаряда в створе разработки, монтаж плавучего пульпопровода;

– разработка грунта в боковых траншеях землесосным снарядом по обе стороны трубопровода на расстоянии не ближе 2 м от действующего трубопровода плюс величина допуска на отклонение при разработке, принимаемого в соответствии со сп 45.13330.2017. глубина разработки боковых траншей должна назначаться с учетом образования в процессе разработки временных откосов, которые уполаживаются до устойчивого значения в течение некоторого времени с оползанием грунта на дно траншеи;

– рефулирование грунта при разработке по пульпопроводу во временный подводный отвал ниже по течению или в самоходные саморазгружающиеся шаланды с вывозом в согласованный временный отвал (согласно техническим условиям речного департамента и инспекции рыбного хозяйства);

– установка и якорение плавплощадки с грунтососом в створе разработки, монтаж плавучего пульпопровода;

– разработка оставшегося грунта вокруг трубопровода с выемкой под трубой не менее 0,8 м от нижней образующей устанавливаемой гидромуфты;

– планировка дна и откосов котлована гидромонитором;

– контроль заложения откосов и отметок дна и габаритов котлована, закрепление буйками границ разработанного котлована;

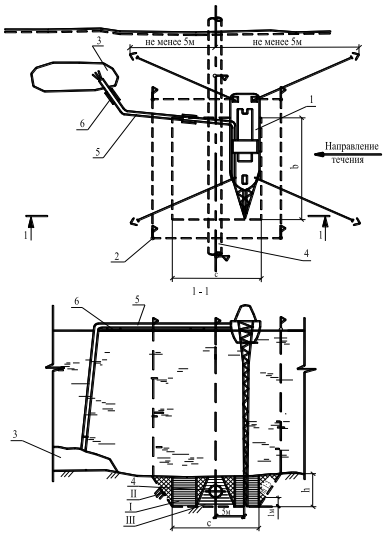
Засыпка котлована:

– подбивка мешков с песком под отремонтированный трубопровод вручную при подаче их с баржи плавкраном;

– замыв трубопровода на 0,2 м выше верхней образующей трубопровода грунтососом;

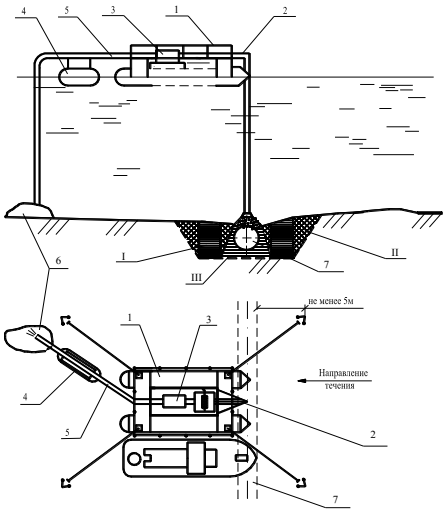
– окончательная засыпка котлована земснарядом с забором грунта для засыпки из временного отвала;

– планировка поверхности засыпки гидромонитором.



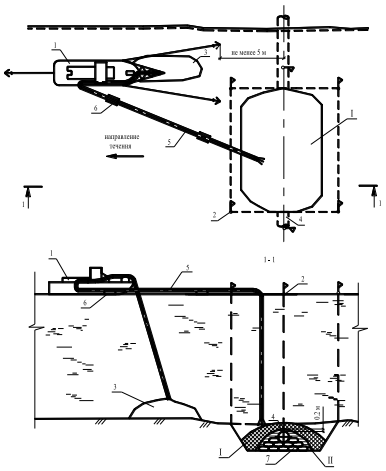
1 – земснаряд ДГС-150; 2 – буй; 3 – временный отвал грунта; 4 – трубопровод; 5– пульпопровод; 6 – понтоны; I – грунт, разрабатываемый земснарядом на 1 этапе; II – грунт, сползающий естественным откосом при работе земснаряда; III – грунт, дорабатываемый грунтососом на 2 этапе.

Рисунок 22 – Схема разработки котлована в период открытого русла на судоходных реках (1 этап)



1 – водолазный бот; 2 – грунтосос; 3 – компрессор; 4 – понтон; 5– пульпопровод; 6 – временный отвал грунта; 7 – трубопровод; I – грунт, разрабатываемый земснарядом на 1 этапе; II – грунт, сползающий естественным откосом при работе земснаряда; III – грунт, дорабатываемый грунтососом на 2 этапе.

Рисунок 27 – Схема разработки котлована в период открытого русла на судоходных реках (2 этап)



1 – земснаряд ДГС-150; 2 – буй; 3 – временный отвал грунта; 4 – отремонтированный трубопровод; 5 – пульпопровод; 6 – понтоны; 7 – мешки с песком; I – грунт засыпки земснарядом; II – грунт засыпки грунтососом.

Рисунок 28 – Схема засыпки котлована в период открытого русла на судоходных реках

2.6.4 Технологическая схема демонтажа пригрузов, футеровки и снятия изоляции

Способы производства работ при демонтаже пригрузов, футеровки и снятии изоляционного покрытия в период открытого русла на судоходных реках. Более подробная информация, касающаяся данного раздела, расположена в приложении №2.

Технологическая последовательность выполнения основных работ:

– расстановка основных и вспомогательных средств (на плавплощадках, на льду);

– разметка границ снятия футеровки и определение количества демонтируемых пригрузов, их маркировка;

– подача мешков с песком под воду в рабочий котлован и подбивка под трубопровод за границами снятия пригрузов и футеровки для обеспечения устойчивости трубопровода при монтаже гидромуфты;

– выполнение пазов с обоих краев полугрузов, чтобы пропустить через них стропы для закрепления полугрузов на крюк монтажной рамы для предотвращения самопроизвольного сдвига в процессе снятия крепежных элементов;

– подача в котлован и установка монтажной рамы над демонтируемым пригрузом;

– зачистка крепежных элементов на утяжелителях (гаек, концов шпилек) от ржавчины вручную при помощи металлических щеток, скребков или гидравлической шлифовальной машины с щеточными насадками;

– развинчивание крепежных элементов при помощи гаечных ключей или срезка крепежных гаек ручными ножовками или резаками для подводной резки металлоконструкций;

– перестроповка полугрузов с монтажной рамы на крюк грузоподъемного устройства (плавкрана или автокрана на площадке или льду), подъем из котлована;

– крюк монтажной рамы в процессе работ последовательно перемещается к следующему демонтируемому утяжелителю и так далее до демонтажа всех маркированных пригрузов;

– разрезка футеровочной рейки по намеченным ранее границам (захватками по 1-1,5м);

– разрезка проволочных креплений на верхней образующей трубопровода в зоне снятия футеровки;

– снятие футеровки перемещение разобранных элементов в сторону, строповка и подъем из котлована;

– разметка границ снятия изоляционного покрытия;

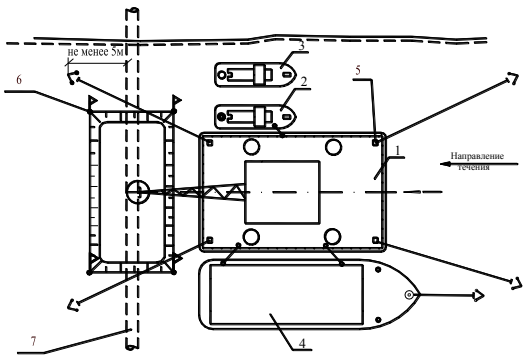
– снятие изоляции с помощью гидравлического струйного резака типа «гидробластер», гидравлической шлифовальной машины с щеточными насадками или металлическими щетками, скребками, перемещение в сторону и подъем из котлована;

– уточнение расположения дефекта и проверка поверхности трубы (в местах будущего контакта с уплотнениями гм) с помощью узк;

– подготовка (шлифовка) поверхности трубы в местах контакта с кольцевыми уплотнениями гм;

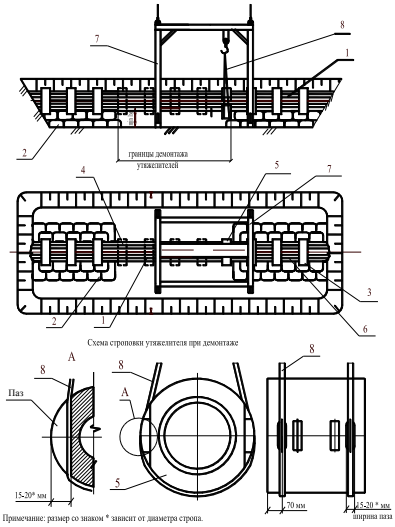
– контроль геометрии трубы в местах будущего контакта с уплотнениями гм;

– маркировка границ установки гм.



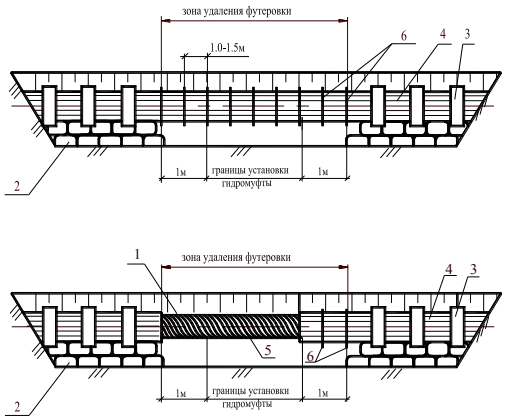
1 – плавкран; 2 – водолазный бот; 3 – буксирный катер; 4 – баржа; 5 – якорная лебедка; 6 – буй; 7 – трубопровод.

Рисунок 29 – Схема расстановки механизмов для монтажных и демонтажных работ в период открытого русла на судоходных реках



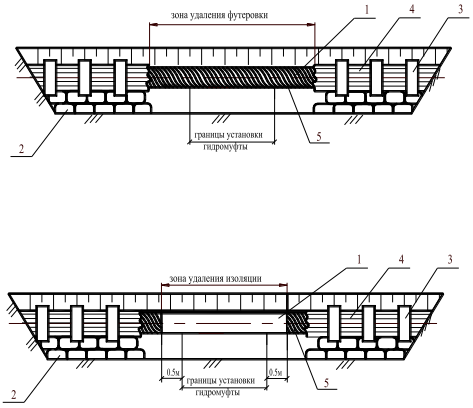
1 – трубопровод; 2 – мешки с песком; 3 – существующие пригрузы; 4 – демонтированные пригрузы; 5 – демонтируемый пригруз; 6 – футеровка; 7 – монтажная рама; 8 – строп.

Рисунок 30 – Схема демонтажа пригрузов на ремонтируемом трубопроводе



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

Рисунок 31 – Схема демонтажа футеровочной рейки с ремонтируемого трубопровода



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

Рисунок 32 – Схема снятия изоляции с ремонтируемого трубопровода

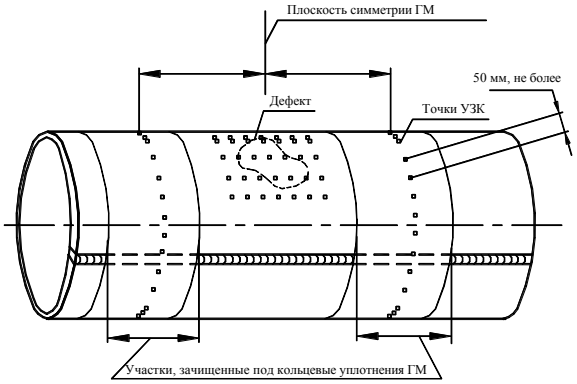


Рисунок 33 – Схема проведения УЗК для уточнения координат и размеров дефекта и дефектоскопии мест контакта с уплотнениями гидромуфты

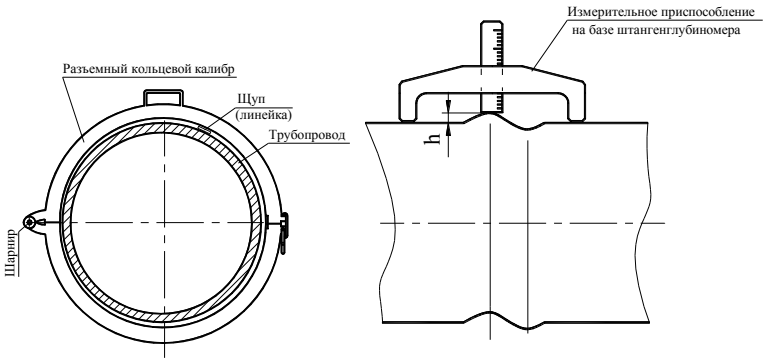


Рисунок 34 – Контроль геометрии трубы в местах контакта с кольцевыми уплотнениями гидромуфты и измерение высоты дефекта типа гофр

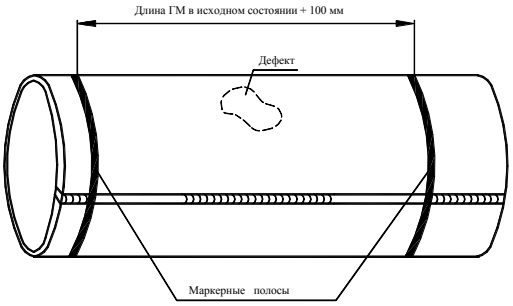


Рисунок 35 – Нанесение маркерных полос для выравнивания гидромуфты при монтаже

2.6.5 Технологическая схема монтажа гидромуфты

Технологическая последовательность выполнения основных работ следующая:

– входной контроль материалов и гидромуфты;

– подготовка гидромуфты к монтажу согласно инструкции завода-изготовителя;

– строповка гидромуфты на крюк монтажной рамы на дневной поверхности и подача в котлован над трубопроводом;

– тщательное обследование поверхности трубопровода перед закрытием створок гидромуфты, удаление обнаруженных посторонних предметов, попавших на уплотнительные поверхности гидромуфты и трубы;

– установка гидромуфты на трубопровод с помощью монтажной рамы;

– закрытие гидромуфты с помощью гидропривода (по докладу водолаза о готовности поверхности трубопровода);

– затяжка продольных уплотнений согласно инструкции завода-изготовителя, с помощью гидронатяжителей;

– затяжка с помощью гидронатяжителей фланцев кольцевых уплотнений, создающих герметичность между гидромуфтой и телом трубы с контролем натяжения шпилек по давлению.

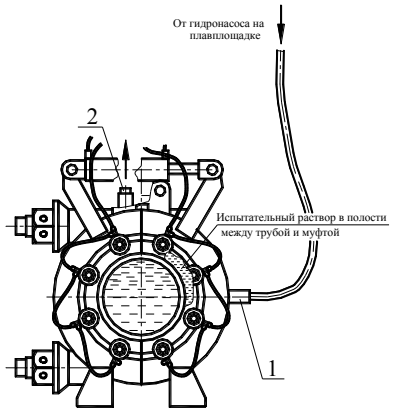
Более подробная информация, которая касается технологии монтажа ГМ располагается в приложении №3.

2.6.6 Технологическая схема испытания гидромуфты

Испытание гидромуфты на герметичность производятся заполнением объема воздухом с давлением 10 МПа. Герметичность гидромуфты определяется по спаду давления. Контроль давления ведется по манометру 10 МПа. По результатам контроля выдается заключение о герметичности

гидромуфты. Более подробная информация, которая касается технологии монтажа ГМ располагается в приложении №3.

Заполнение внутренней полости гидромуфты специальной антикоррозийной жидкостью входящей в комплект поставки муфты, производится в случае, если это предусмотрено проектом. Полость заполняется насосом через специальные порты, имеющиеся на корпусе гидромуфты под давлением (по инструкции завода-изготовителя).



1 – входной штуцер; 2 – выпускной клапан.

Рисунок 36 – Схема испытаний гидромуфты (проверка герметичности уплотнений по спаду давления в полости ГМ)

2.6.7 Технологическая схема восстановления изоляции

Для изоляции трубопровода использовать только разрешенные к применению изоляционные материалы для нанесения на трубопроводы под водой, отвечающие требованиям ГОСТ Р 51164-98. Более подробная информация, которая касается технологии восстановления изоляции располагается в приложении №4.

Технологическая последовательность выполнения основных работ:

– входной контроль изоляционных материалов;

– подготовка поверхности трубы - очистка от остатков старой изоляции, ржавчины гидравлическими струйными резаками типа «гидробластер», гидравлическими шлифовальными машинами;

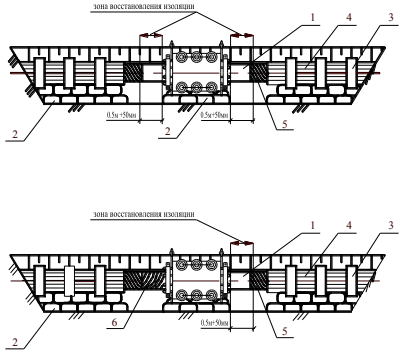
– подготовка изоляционных материалов - смешивание компонентов на дневной поверхности (согласно требованиям ТУ и инструкций по использованию данных материалов), расфасовка в полиэтиленовые пакеты или тубы для дозированной подачи материала на поверхность трубопровода под водой;

– нанесение основного слоя покрытия на трубопровод щетками, шпателями без гофр, морщин, пузырей, пропусков;

– подготовка компонентов защитного слоя на дневной поверхности;

– нанесение защитного слоя на трубопровод вручную в виде манжет, с перехлестом одна на другую не менее 50 мм или же методом спиральной намотки с нахлестом на существующую изоляцию не менее 50мм;

– контроль качества нанесения изоляционного покрытия - сплошность покрытия, толщина, адгезия, равномерность нанесения по длине и периметру изолируемых участков.



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

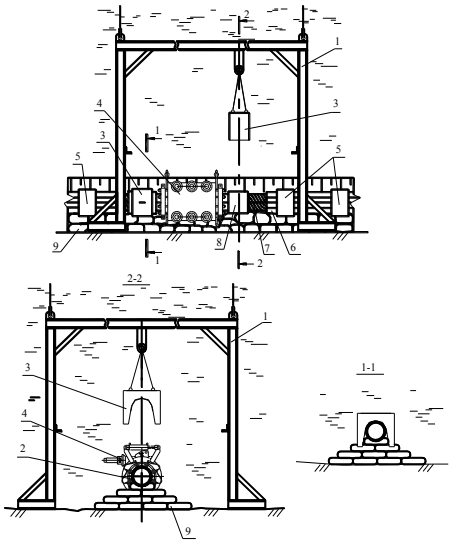
Рисунок 37 – Схема восстановления изоляции на отремонтированном трубопроводе

2.6.8 Технологическая схема восстановления балластировки

Так как установка на трубопровод под водой демонтированных кольцевых утяжелителей (железобетонных или чугунных) технически сложна без разработки специальных подъемных и поддерживающих устройств, рекомендуется устанавливать железобетонные седловидные утяжелители типа УБКМ. Более подробная информация, которая касается технологии восстановления балластировки располагается в приложении №5.

Технологическая последовательность выполнения основных работ следующая:

- входной контроль футеровочных полотенец и утяжелителей;
- разметка места установки утяжелителей;
- установка под утяжелители футеровочных полотенец типа ПФ для сохранности изоляции на трубопроводе;
- подача мешков с песком в котлован и подбивка под трубопровод в местах установки утяжелителей;
- строповка утяжелителя на крюк монтажной рамы на дневной поверхности и подача в котлован над трубопроводом;
- установка утяжелителя на трубопровод с помощью монтажной рамы.



1 – монтажная рама; 2 – отремонтированный трубопровод; 3 – устанавливаемый железобетонный утяжелитель; 4 – гидромуфта; 5 – существующие чугунные утяжелители; 6 - существующая сплошная футеровка деревянными рейками; 7 - восстановленное изоляционное покрытие; 8 - устанавливаемые под пригрузы футеровочные полотенца типа ПФ; 9 - мешки с песком.

Рисунок 38 – Схема восстановления балластировки на отремонтированном трубопроводе

3 Расчетная часть

В данной работе рассматривался виртуальный магистральный нефтепровод, который необходимо проверить на устойчивость и прочность. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*».

Таблица 2 – Данные для расчета на прочность и устойчивость

Параметры	Данные
$D_н$ – диаметр нефтепровода наружный, мм	1220
Марка стали из которого изготовлен нефтепровод	10Г2С1
δ – толщина стенки нефтепровода, мм	18
$t°$ – температура при которой происходила сварка замыкающего стыка, °С	-20
t_0 – температура, при которой эксплуатируется нефтепровода, °С	25
ρ – средняя плотность, т/м^3	0,85
P_1 – рабочее давление насосной станции, кгс/см^2	29
h_0 – глубина, на которую заложен нефтепровод, м	1,6

3.1 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Прочность нефтепровода в продольном направлении проверяется из условия:

$$|\sigma_{\text{пр}N}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (1)$$

Г де $\sigma_{прN}$ – продольное осевое напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий:

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

$$= -80{,}5 \qquad (2)$$

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^н \cdot m_0}{k_1 \cdot k_н}, \qquad (3)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\left|-80{,}5\right| \le 85{,}1$$

Условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.

3.2 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

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

$$\left|\sigma_{пр}^{н}\right| \le \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0{,}9 \cdot k_н} \cdot R_2^{н}; \quad (6)$$

$$\sigma_{кц}^{н} \le \frac{m_0}{0{,}9 \cdot k_н} \cdot R_2^{н}; \quad (7)$$

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

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр}^{н} > 0$), принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр}^{н} < 0$), определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^{н}}{\frac{m_0}{0{,}9 \cdot k_н} \cdot R_2^{н}} \right)^2} - 0{,}5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^{н}}{\frac{m_0}{0{,}9 \cdot k_н} \cdot R_2^{н}}; \quad (8)$$

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

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

$$\sigma_{кц}^{н} = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_{н}} = \frac{2{,}9 \cdot 1{,}196}{2 \cdot 0{,}012} = 93{,}2\ \text{МПа} \qquad (9)$$

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

$$\sigma_{пр}^{н} = \mu \cdot \sigma_{кц}^{н} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_{н}}{2 \cdot \rho} \qquad (10)$$

где ρ = 500 м – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\sigma_{пр1}^{н} = 0{,}3 \cdot 93{,}2 - 1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot 2{,}06 \cdot 10^{5} \cdot 45 + \frac{2{,}06 \cdot 10^{5} \cdot 1{,}220}{2 \cdot 500} = 25{,}9\ \text{МПа};$$

$$\sigma_{пр1}^{н} = 0{,}3 \cdot 93{,}2 - 1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot 2{,}06 \cdot 10^{5} \cdot 45 - \frac{2{,}06 \cdot 10^{5} \cdot 1{,}220}{2 \cdot 500} = -192{,}46\ \text{МПа}.$$

Проверка выполняется по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{пр2}{}^{н}$ = (-192,46) МПа.

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

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

$$\left| -192{,}46 \right| \le 335{,}4$$

$$\frac{m_0}{0{,}9 \cdot k_{н}} \cdot R_2^{н} = \frac{0{,}9}{0{,}9 \cdot 1{,}0} \cdot 390 = 390\ \text{МПа};$$

$$\left| 93{,}2 \right| \le 390.$$

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластически деформаций выполняются.

3.3 Проверка общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении

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

$$S \le m_0 \cdot N_{кр} \tag{11}$$

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

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

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

$$S = \left[(0{,}5 - \mu)\cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T\right]\cdot F\,; \tag{12}$$

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

$$F = \frac{\pi}{4}\cdot\left(D_н^2 - D_{вн}^2\right) = \frac{3{,}14}{4}\cdot\left(1{,}220^2 - 1{,}196^2\right) = 0{,}0131\text{м}^2; \tag{13}$$

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

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

$$N_{кр} = 4{,}09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}\,; \qquad (14)$$

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

J – момент инерции сечения, который определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot \left(D_н^4 - D_{вн}^4\right) = \frac{3{,}14}{64} \cdot \left(1{,}220^4 - 1{,}196^4\right) = 0{,}0004 \text{ м}^4; \qquad (15)$$

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

$$q_{верт} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_н \cdot \left(h_0 + \frac{D_н}{2} - \frac{\pi \cdot D_н}{8}\right) + q_{тр}\,. \qquad (16)$$

Величина P_0 определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_н \cdot \left(C_{гр} + P_{гр} \cdot tg\varphi_{гр}\right); \qquad (17)$$

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

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

$\varphi_{гр}$ = 16° – угол внутреннего трения грунта.

Величина $P_{гр}$ вычисляется по формуле:

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_н \left[\left(h_0 + \frac{D_н}{8}\right) + \left(h_0 + \frac{D_н}{2}\right) \cdot tg^2\left(45^0 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right)\right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_н}, \qquad (18)$$

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

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

h_0 = 1,6м – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

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

$$q_{тр} = q_м + q_и + q_{пр} \qquad (19)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_м = n_{св} \cdot \gamma_м \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \left(D_н^2 - D_{вн}^2\right), \quad (20)$$

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

$\gamma_м$ – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали $\gamma_м$ = 78500 Н/м^3.

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

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_и = n_{св} \cdot \pi \cdot D_н \cdot g \cdot \left(K_{ип} \cdot \delta_{ип} \cdot \rho_{ип} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}\right); \quad (21)$$

или

$$q_и = 0{,}1 \cdot q_м; \quad (22)$$

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

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{пр} = \rho_р \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 850 \cdot 9{,}81 \cdot \frac{3{,}14 \cdot 1{,}196^2}{4} = 1668{,}3 \text{ Н/м}. \quad (23)$$

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

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

Исходя из формулы (17), найдем сопротивление грунта:

$$P_0 = 3{,}14 \cdot 1{,}220 \cdot \left(20000 + 24978{,}6 \cdot tg16^0\right) = 45203{,}8 \text{ Па};$$

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

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

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

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

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

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

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_н \cdot E \cdot J}\ ; \qquad (24)$$

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

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

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

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

Условие устойчивости прямолинейных участков нефтепродуктопровода обеспечено.

3.4 Расчет устойчивости трубопровода на водном переходе

Уравнение устойчивости подводного трубопровода согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*» имеет следующий вид:

$$q^{н}_{бал.в} = \frac{1}{n_б}\left(к_{н.в} \cdot q_в + q_{изг} + q_г + q_{верт} - q_{тр} - q_{доп}\right)$$

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

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

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

$q_в$ – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод;

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

$q_г$ – величина пригруза, необходимая для компенсации горизонтальной $P_х$ составляющей воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода, $q_г = P_х / к$;

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

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

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

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

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$q_В = \frac{\pi \cdot D_{н.ф}^2}{4} \cdot \rho_В \cdot g,$$

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

$\rho_в$ =1100 Н/м, [2] – плотность воды.

$$D_{н.ф.} = D_н + 2\delta_{и.ф.} + 2\delta_{ф.} = 530 + 2 \cdot 4{,}57 + 2 \cdot 30 = 1289{,}14 \text{ мм};$$

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

где $\delta_{ип}$ – толщина изоляционного покрытия;

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

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

$\delta_{об}$ – толщина обертки.

$$q_в = 3{,}14 \cdot \frac{1{,}28914^2}{4} \cdot 1100 \cdot 9{,}81 = 14063{,}34 \frac{Н}{м}.$$

Горизонтальная составляющая гидродинамического воздействия потока

$$P_х = 0{,}5 \cdot C_х \cdot \rho_В \cdot V_{ср}^2 \cdot D_{н.ф},$$

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

$$\mathrm{Re} = \frac{V_{ср} \cdot D_{нф}}{\nu_В},$$

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

$\nu_в$ – кинематическая вязкость воды, $\nu_{Â} = 1{,}31 \cdot 10^{-6}$ м^2/с.

$$\mathrm{Re} = \frac{2{,}0 \cdot 1{,}28914}{1{,}31 \cdot 10^{-6}} = 1968150$$

Для офутерованного трубопровода и $10^5 < \mathrm{Re} < 10^7$ коэффициент $C_х$=1,0 [2].

$$P_х = 0{,}5 \cdot 1{,}0 \cdot 1100 \cdot 2^2 \cdot 1{,}28914 = 2836{,}11 \frac{Н}{м}.$$

Вертикальная составляющая гидродинамического воздействия потока

$$P_у = 0{,}5 \cdot C_у \cdot \rho_В \cdot V_{ср}^2 \cdot D_{н.ф},$$

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

$$P_y = 0{,}5 \cdot 0{,}55 \cdot 1100 \cdot 2^2 \cdot 1{,}28914 = 1559{,}86 \frac{Н}{м}$$

Расчетную нагрузку от собственного веса трубопровода рассчитаем по следующей формуле:

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

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

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

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

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

Нормативная нагрузка от собственного веса металла трубы

$$q_м^н = \gamma_м \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_Н^2 - D_{ВН}^2),$$

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

$$q_{\text{м}}^{\text{н}} = 78500 \cdot \frac{3{,}14}{4} \cdot (1{,}220^2 - 1{,}184^2) = 5333{,}06 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Нормативная нагрузка от собственного веса битумной изоляции

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

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

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

$$q_{\text{бит}}^{\text{н}} = 1040 \cdot 9{,}81 \cdot 3{,}14 \cdot \frac{(1{,}228^2 - 1{,}220^2)}{4} = 156{,}85 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Нормативная нагрузка от собственного веса обертки

$$q_{\text{об}}^{\text{н}} = \text{к}_{\text{об}} \cdot \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot \delta_{\text{об}} \cdot \rho_{\text{об}} \cdot g,$$

где $\text{к}_{\text{об}}$=1,09- коэффициент для двухслойной изоляции;

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

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

$$q_{\text{об}}^{\text{н}} = 1{,}09 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}228 \cdot 0{,}6 \cdot 10^{-3} \cdot 880 \cdot 9{,}81 = 21{,}54 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Нормативная нагрузка от собственного веса изоляции

$$q_{\text{из}}^{\text{н}} = q_{\text{бит}}^{\text{н}} + q_{\text{об}}^{\text{н}} = 156{,}85 + 21{,}54 = 178{,}39 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Нормативная нагрузка от собственного веса футеровки:

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

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

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

$$q_{\text{фут}}^{\text{н}} = 650 \cdot 9{,}81 \cdot 3{,}14 \cdot \frac{(1{,}28914^2 - 1{,}228^2)}{4} = 770{,}34 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода:

$q_{\text{тр}}$ = 0,95· (5333,06 + 156,85 + 770,34)=5947,24 Н/м.

Дополнительная выталкивающая сила за счет изгиба трубопровода

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E \cdot J}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho_{min}^3}$$

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

J- осевой момент инерции поперечного сечения трубы:

$$J = \frac{\pi}{64}\left(D_н^4 - D_{вн}^4\right),$$

$$J = \frac{3,14}{64}(1,220^4 - 1,184^4) = 1,23 \cdot 10^{-2} м^4;$$

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 1,23 \cdot 10^{-2}}{9 \cdot (17,45 \cdot 10^{-2})^2 \cdot (5000)^3} = 2,37 \frac{Н}{м}.$$

Величина пригрузки трубопровода в воде:

$$q_{бал.в}^н = \frac{1}{1}\left(1,1 \cdot 14063,34 + 0,09 + \frac{2836,11}{0,45} + 1559,86 - 5947,34 - 0\right) =$$

$$17384,75 \frac{Н}{м}.$$

Определим расстояние между пригрузами и их число.

Для 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 $D_н$ =0,76 м [2].

Расстояние между пригрузами:

$$l_г = \frac{Q_г g}{q_{бал.в}^н} - L_{тяж}$$

где $Q_г$ – масса груза.

$$l_г = \frac{1100 \cdot 9,81}{17384,75} - 1,22 = 0,9 м.$$

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

4.1 Характеристика компании ПАО «Транснефть»

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

Учредителем компании является Совет министров – Правительство Российской Федерации.

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

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

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

По системе магистральных нефтепроводов транспортируется 99% добываемой нефти.

В настоящее время ПАО «Транснефть» эксплуатируется 50 тыс. км магистральных нефтепроводов, которые проходят по 53 регионам России, 386 насосных станций, 854 резервуаров общей емкостью 15,146 млн. $м^3$ и множество сопутствующих сооружений (линии электропередач, электрохимзащита, объекты связи и телемеханики и др.).

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

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

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

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

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

4.2 Сметная стоимость выполнения работ при установке гидромуфты на подводном переходе магистрального нефтегазопровода

Нормы времени на проведение работ по установке гидромуфты на магистральный нефтепровод представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Нормы времени на установку композитной муфты на МН

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность работ, час	Состав бригады
1	Определить и обозначить местоположение дефекта на местности	[redacted]	[redacted]
2	Снизить рабочее давление (при устранении дефектов методом установки ремонтной конструкции и шлифовки). При устранении дефекта методом вырезки катушки работы должны производиться с остановкой нефтепровода	[redacted]	[redacted]
3	Вскрыть трубопровод на глубину 0,6 м от нижней образующей трубопровода	[redacted]	[redacted]
4	Снять изоляцию в зоне дефекта	[redacted]	[redacted]
5	Провести ДДК дефекта	[redacted]	[redacted]
6	Устранить дефект (методом монтажа ремонтной конструкции, шлифовки, замены катушки)	[redacted]	[redacted]

Продолжение таблицы 3

7	Провести контроль качества болтовых соединений	[redacted]	[redacted]
8	Восстановить изоляцию трубопровода	[redacted]	[redacted]
9	Провести контроль качества выполненных изоляционных работ	[redacted]	[redacted]
10	Подключить трубопровод к системе электрохимзащиты	[redacted]	[redacted]
11	Выполнить засыпку котлована	[redacted]	[redacted]
	Продолжительность работ, итого	[redacted]	

Затраты на спецоборудование для проведения работ по установке гидромуфты на подводном переходе магистрального нефтепровода представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Затраты на спецоборудование, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1	Сварочный агрегат	шт.	2	[redacted]	[redacted]
2	Дефектоскоп	шт.	1	[redacted]	[redacted]
3	Персональный компьютер	шт.	4	[redacted]	[redacted]
4	Эхолот	шт.	1	[redacted]	[redacted]
5	Теодолит	шт.	1	[redacted]	[redacted]
6	Гидробластер	шт.	1	[redacted]	[redacted]
7	Гидрошлифовальная машинка	шт.	2	[redacted]	[redacted]
8	Насос ручной гидравлический	шт.	1	[redacted]	[redacted]
9	Прочее	шт.	1	[redacted]	[redacted]
	ИТОГО:				[redacted]

Затраты материалы и комплектующие для проведения работ по установке гидромуфты на подводных переход магистрального нефтепровода представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Материалы и комплектующие, руб.

1.	**Материальные затраты**				
	Наименование материалов	ед. измер.	кол-во	цена ед.	сумма, руб.
	Гидромуфта	шт.	1		
	Композитный состав	кг	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Электроды ОК-5370 d=4мм	кг	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Электроды ОК-5370 d=3мм	кг	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Щетка (125*22*13)	шт	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Щетка (115*22*13)	шт	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Диск отрезной	шт	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Диск шлифовальный	шт	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Пропан	кг	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Кислород	$м^3$	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Железобетонные седловидные утяжелители типа УБКМ	шт	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Изоляционное покрытие	$м^3$	[redacted]	[redacted]	[redacted]
1.1.	Затраты на ГСМ				
	Д/т для Эл.станции ДЭС-60, 20,16л*16,99ч	л	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Д/т для плавкрана 19,04л*16,99ч*0,5	л	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Д/т для э/генератора, 2л*16,99ч	л	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Итого				[redacted]

Затраты на оплату труда и страховые взносы представлены в таблицах 6, 7.

Таблица 6 – Затраты на оплату труда, руб.

№ п/п	Наименование категории работников в 2019 году	Численность по штату (ед)	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ
1	Руководитель	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2	Инженер	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
3	Линейный трубопроводчик	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
4	Капитан плавкрана	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
5	Подсобный рабочий	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
6	Водолазы	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	ИТОГО 9					[redacted]

Таблица 7 – Затраты на страховые взносы в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

№	2019 г.	По регрессивной шкале (среднегодовой %)	Сумма
1	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2	[redacted]	[redacted]	[redacted]
3	[redacted]	[redacted]	[redacted]
4	[redacted]	[redacted]	[redacted]
5	[redacted]	[redacted]	[redacted]
6	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	ИТОГО:		[redacted]

Затраты на амортизацию основных средств и накладные расходы представлены в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Амортизация основных средств, руб.

№ п/п	Наименование основных средств	Кол-во	Балансовая стоимость единицы, руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по 2019 году	Амортизация, руб.
1	Сварочный агрегат	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2	Дефетоскоп	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
3	Персональный компьютер	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
4	Гидробластер	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
5	Эхолот	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
6	Теодолит	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
7	Гидрошлифовальная машинка	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
8	Насос ручной гидравлический	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

Продолжение таблицы 8

9	Прочее	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	ИТОГО					[redacted]

Таблица 9 – Накладные расходы, руб.

№ п/п	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов
1	Спецоборудование	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2	Материалы и комплектующие	[redacted]	[redacted]	[redacted]
3	Оплата труда	[redacted]	[redacted]	[redacted]
4	Амортизация основных средств	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Всего прямых расходов		[redacted]	[redacted]	[redacted]

В итоге получаем следующую таблицу сметы затрат (таблица 10, рисунок 39).

Таблица 10 – Смета затрат на выполнение проектно-изыскательских работ

№	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1	Спецоборудование	[redacted]
2	Материалы и комплектующие	[redacted]
3	Оплата труда	[redacted]
4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	[redacted]
5	Амортизация основных средств	[redacted]
6	Накладные расходы	[redacted]
7	Командировки и служебные разъезды	[redacted]
8	Прочие расходы, в т.ч.:	[redacted]
9	Оплата услуг связи	[redacted]
10	Коммунальные услуги	[redacted]
11	**Итого собственных затрат**	[redacted]

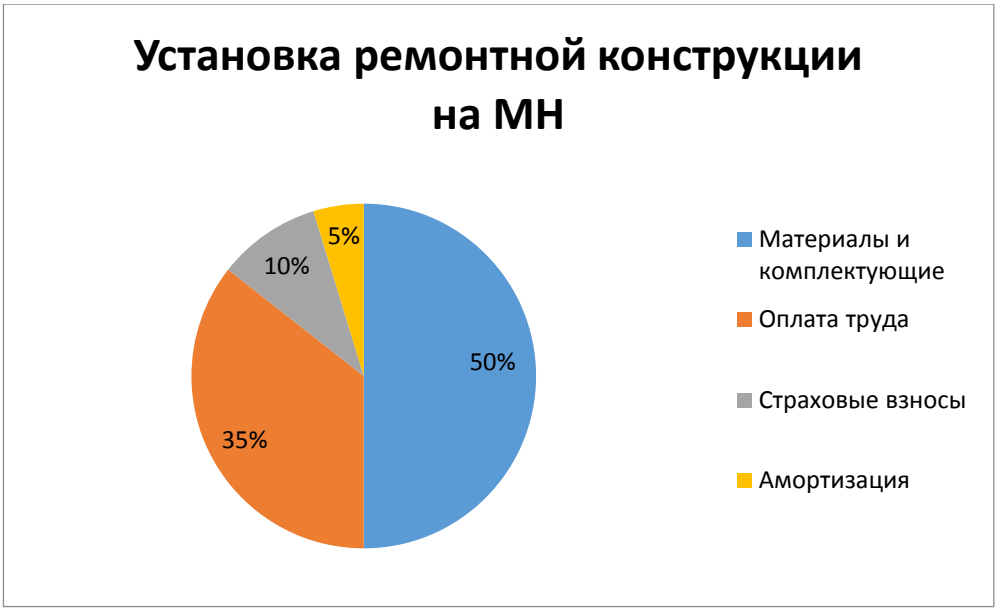


Рисунок 39 - Структуры затрат на выполнение работ

4.3 Проведение контроля качества

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

Следует отметить, что ТО и ТР оборудования может быть как плановым (согласно графику ППР), так и незапланированным. Последнее наиболее часто происходит непосредственно на самой трассе при аварийно-

восстановительных работах. Отсюда, следует сделать вывод, что подсчёт затрат материалов на ТО и ТР ведется приблизительно.

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

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

5 Социальная ответственность

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

Рабочая зона представляет собой ремонтный котлован под водой на подводном переходе магистрального нефтегазопровода, в котором непосредственно происходит установка на магистральный нефтегазопровод ремонтной конструкции.

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

5.1 Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.002-2014 [1] факторы производственной среды делят на опасные и вредные.

К определенным условиям относятся следующие условия труда:

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

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

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

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

Для исключения или обеспечения минимального влияния вредных и опасных факторов в процессе трудовой деятельности есть системы законодательных актов и мероприятий, направленных на сохранения жизни и здоровья работников. Данные свод правил регулирует такие факторы, как санитария, техника безопасности, пожарная и взрывная безопасность. Данные факторы указаны в таблице 11.

Таблица 11 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтно-восстановительных работ

Наименование видов работ	Факторы *ГОСТ 12.0.003-74*		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Земляные работы Очистка трубопровода от изоляции Проведение диагностиких работ Сварочно-монтажные работы Изоляционно-укладочные работы Контроль качества	*Физические*		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003-74* ССБТ
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [10] ГОСТ 12.1.004-91 [11]
		Пожарная безопасность	

Продолжение таблицы 11

Рекультивация земель	*Физические*		
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [7] ГОСТ 12.1.003-2014 [8]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [14]
	Превышение уровней ионизирующих излучений		НРБ-76\87
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-85
	Отклонение показателей микроклимата		СанПиН 2.2.4.548-96 [4]
	Химические		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

5.2.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

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

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

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

К СИЗ относятся: специальная одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз. СИЗ должны подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты [2].

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

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 12.

Таблица 12 - Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях:

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

10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

5.2.2 Превышение уровня шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнем звукового давления, превышающими 135 дБА [7].

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

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

– совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;

– использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи, кабины);

– использование средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

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

5.2.3 Превышение уровня вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используется средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам корректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [14].

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

– применением вибробезопасного оборудования и инструмента;

– применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих на путях распространения вибрации от источника возбуждения;

– организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них);

– введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих.

5.2.4 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.

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

5.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

5.2.6 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м^3, для паров нефти ПДК равно 10 мг/м^3 [2].

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ), защитных очках и комбинезонах [5].

5.2.7 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ подводного перехода магистрального

нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов [3].

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

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

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

Электрический ток

Напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений [10]:

переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, *I* не более 0,3 мА;

переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, *I* не более 0,4 мА;

постоянный – U не более 8,0 В, *I* не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза [10].

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

Пожарная безопасность

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

В целях предотвращения аварийных ситуаций, которые представляют для объекта пожарную опасность, необходимо контролировать соблюдение

следующих требований для технологических трубопроводов НПС, согласно ВППБ 01-05-99 [16].

– На технологические трубопроводы НПС должна быть составлена схема, на которой каждый трубопровод должен иметь обозначение, а запорная арматура номер. Трубопроводы окрашиваются в соответствии с требованиями действующих стандартов с нанесением стрелок, указывающих направление потока.

– Технологические трубопроводы должны оборудоваться вспомогательной обвязкой и передвижными откачивающими средствами для освобождения от нефти при аварии, пожаре или ремонте. Запорная арматура должна иметь указатели «Открыто» - «Закрыто».

– При ремонте трубопроводов применяемые фасонные соединительные детали, прокладки и крепежные изделия по качеству и технической характеристике материала должны отвечать требованиям соответствующих стандартов или технических условий.

– Во избежание образования пробок в трубопроводах, по которым транспортируются нефти с температурой застывания, близкой к нулю и выше, необходимо постоянно контролировать обогрев этих трубопроводов и арматуры, а также исправность теплоизоляции. Для отогрева трубопровода и узлов задвижек можно применять только пар, горячую воду или нагретый песок, а также использовать электроподогрев во взрывозащищенном исполнении.

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

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

– все оборудование, применяемое для проведения работ, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении;

– место проведения работ должно быть оборудовано необходимыми средствами пожаротушения;

– место проведения работ должно быть оборудовано средствами для оказания медицинской помощи при ожогах, и прочих видов термического воздействия на организм человека, в том числе ожог дыхательных путей и внутренних органов;

– не допускается присутствие посторонних лиц на месте проведения работ;

– при работе с приборами допускаются рабочие прошедшие проверку знаний по охране труда, электробезопасности, пожарно-технической безопасности, промышленной безопасности и имеющие соответствующие удостоверения, а также удостоверения по технике безопасности и рабочей специальности;

– допускаются лица, достигшие 18 лет;

– работники должны иметь спец. одежду и индивидуальные средства защиты;

– весь персонал должен быть ознакомлен с техникой безопасности путем инструктажей.

К необходимым средствам пожаротушения относятся первичные средства тушения пожаров.

В состав первичных средств тушения пожаров должно входить следующее оборудование:

– ящики с песком;

– кошма 1х1 $м^2$, асбестовое полотно;

– огнетушители;

– водопроводная вода.

Асбестовое полотно и одеяло из кошмы применяют для тушения веществ и материалов, горение которых прекращается без доступа воздуха. Этими средствами полностью покрывают очаг пожара. Эти средства эффективны при

пожаре, возникающем на гладкой поверхности (по полу помещения) и площади загорания меньше размера полотна или одеяла.

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

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

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

5.3 Экологическая безопасность

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

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы. Влияние аварий МН на экологию представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Влияние аварий МН на экологию

Объект	Влияние на геосферу	Способы борьбы
Атмосфера	Легкие нефтепродукты в значительной степени разлагаются и испаряются еще на поверхности почвы, легко смываются водными потоками. Путем испарения из почвы удаляется от 20 до 40 % легких фракций нефти. Летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к	Снижение температуры нефти и нефтепродуктов, улучшение герметизации емкостей, установки улавливающие пары углеводородов.

	образованию смога. В таких случаях количество серьезно пострадавших может составлять тысячи человек.	
Литосфера	Эффект тяжелых фракций проявляется позже. Тяжелые фракции нефти малоподвижны и могут создавать устойчивый очаг загрязнения, очищение природной среды от них протекает с трудом. Тяжелые нефти, содержащие значительное количество смол, асфальтенов и тяжелых металлов, оказывают не только токсичное воздействие на организмы, но и значительно изменяют воднофизические свойства почв. Они ухудшают водно-физические свойства почв из-за цементации порового почвенного пространства. Попадание парафиновой нефти в почву ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок. Они опасны для почвы, так как, имея низкую температуру застывания, они прочно закупоривают поры и каналы почвы, по которым происходит обмен веществ между почвой и сопредельными средами.	Внесение минеральных удобрений, извести, рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода и окисления нефти и нефтепродуктов.
Гидросфера	Нефть и нефтепродукты оказывают влияние на природные воды. Несмотря на низкую растворимость в воде, небольшого количества нефти достаточно, чтобы резко ухудшилось качество воды. В воде нефтепродукты могут подвергаться одному из следующих процессов: ассимиляции водными организмами, повторной седиментации, эмульгированию, образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению.	Применение нефтесборщиков, сорбентов, боновых заграждений.
Биосфера	Любая из форм серы, находящейся в нефти (сероводород, сульфиды, меркаптаны, свободная сера), оказывает токсичное воздействие на живые организмы. А также нефть замедляет процесс роста растений, хлороз, некроз. Происходит нарушение функции	Технология биоремедиации в основе которой лежит использование специальных микроорганизмов на основе окисления

	фотосинтеза и дыхания. Эти вещества малодоступны микроорганизмам, процесс их деструкции идет очень медленно, иногда десятки лет. Наблюдается недоразвитие растений вплоть до отсутствия генеративных органов. Под влиянием углеводородов отмечается гибель неустойчивых видов растений. Вследствие этого происходит обеднение видового состава растительности, формирование ее специфических ассоциаций вдоль технических объектов, изменение нормального развития водных организмов. Отмечается олуговение, формирование болотной растительности, появление галофитных ассоциаций. Изменяется химический состав растений, в них происходит накопление органических (включая ПАУ) и неорганических загрязняющих веществ. Происходят изменения в структуре биоценозов: в почвах изменяется состав почвенных обитателей, в водоемах обедняется видовой состав и численность ихтиофауны вплоть до полного замора рыб, в наземных экосистемах изменяется численность птиц и млекопитающих.	углеводорода или биохимических препаратов.

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

В период нормальной эксплуатации МН негативного воздействия на окружающую среду не происходит, так как отсутствует источники

загрязнения атмосферы, сбросов и загрязнений земельных ресурсов. В связи с отсутствием негативного воздействия проведение постоянных наблюдений за окружающей средой не требуется.

Для проведения локального экологического мониторинга выполняется производственный экологический контроль.

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

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

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

Мониторинг земель включает в себя следующие наблюдения:

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

Оценка состояния земель выполняется визуально при осмотре участка МН обходчиками.

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

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

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

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

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

В процессе мониторинга земель ведутся наблюдения:

– за границами изъятия земель в краткосрочную аренду;

– за состоянием земель стоянок техники и мест временного размещения отходов.

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

Объектами контроля за загрязнением почвы отходами являются ремонтные площадки.

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

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это процесс возникновения в течение короткого периода времени экстремальных условий для человека, преодоление которых требует высокого уровня физической, физиологической, психологической,

моральной адаптированности. Таким образом, в чрезвычайных ситуациях возникают экстремальные условия для человека.

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

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

Охрана земельных угодий при аварии заключается в следующем:

– отключение аварийного участка;

– локализация аварийного разлива;

– устранение аварийной ситуации.

Для ликвидации загрязнения атмосферного воздуха при аварийной ситуации следует в кратчайшие сроки ликвидировать загрязнения поверхности земли и воды. Взаимодействие нефти с водой характеризуется сложными физико-химическими процессами. Основными из них являются растекание, испарение, диспергирование, эмульгирование, окисление, биодеградация, седиментация [25].

Для исключения возникновения аварийных ситуаций рекомендуется:

– своевременно проводить планово-предупредительные ремонты;

– запретить оставлять открытой запорную арматуру на неработающем нефтепродуктопроводе;

– исполнителей работ обязательно ознакомить с правилами ведения работ в охранной зоне МН.

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

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

– количество вылившейся из нефтепродуктопровода нефти и распределение ее по компонентам окружающей среды;

– площадь и степень загрязнения земель;

– количество углеводородов, выделившихся в атмосферу.

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

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

– прекратить все работы в охранной зоне нефтепродуктопровода;

– заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;

– вывести персонал из зоны аварии и организовать охрану зоны аварии для предотвращения доступа посторонних лиц;

– отвести технические средства на безопасное расстояние вне зоны аварии;

– известить диспетчера РНУ аварии;

– оградить место аварии аварийными знаками, флажками;

– до прибытия на место аварии руководителя аварийной бригады действовать согласно оперативной части «Плана по ликвидации возможных аварий на ЛЧ МНПП»;

– по прибытии на место аварии руководителя аварийной бригады выполнять его распоряжения согласно «Плану по ликвидации возможных аварий на ЛЧ МНПП».

Мероприятия, состав аварийных средств для ликвидации возможного аварийного разлива нефти должны соответствовать существующему «Плану по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистральных нефтепродуктопроводах» [25].

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

– прекратить все работы в охранной зоне нефтепродуктопровода;

– заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;

– отвести технические средства на безопасное расстояние вне зоны аварии, плавсредства выше по течению;

– известить оператора НПС или диспетчера РНУ об аварии;

– оградить место аварии аварийными знаками, флажками.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Согласно Трудовому кодексу РФ работник имеет право на:

– заключение, изменение и расторжение трудового договора в порядке и на условиях, которые установлены настоящим Кодексом, иными федеральными законами;

– предоставление ему работы, обусловленной трудовым договором;

– рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором;

– своевременную и в полном объеме выплату заработной платы в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;

– отдых, обеспечиваемый установлением нормальной продолжительности рабочего времени, сокращенного рабочего времени для отдельных профессий и категорий работников, предоставлением еженедельных выходных дней, нерабочих праздничных дней, оплачиваемых ежегодных отпусков;

– возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда в порядке, установленном настоящим Кодексом, иным федеральными законами.

Работник обязан:

– добросовестно исполнять свои трудовые обязанности, возложенные на него трудовым договором;

– соблюдать правила внутреннего трудового распорядка;

– соблюдать трудовую дисциплину;

– выполнять установленные нормы труда;

– соблюдать требования по охране труда и обеспечению безопасности труда;

– бережно относиться к имуществу работодателя (в том числе к имуществу третьих лиц, находящемуся у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества) и других работников [23].

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

– при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов;

– при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов.

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

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

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

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

– устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

– предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

– в районах Крайнего Севера - 24 календарных дня;

– в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера - 16 календарных дней.

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

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

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

5.6 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля [21]:

– постоянный контроль работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;

– периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям;

– выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

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

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по

устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

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

Заключение

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

Поставленная цель работы, а именно разработка и проектирование ремонтной конструкции типа гидромуфта была выполнена. Применение ремонтной конструкции типа гидромуфта для ремонта подводного перехода МН позволяет повысить безопасность ремонта, так как при проведении работ по установке ГМ исключаются сварочные работы, который находится в эксплуатации, а также снизить стоимость проведения и трудоемкость работ.

В качестве рассматриваемого объекта был взят виртуальный магистральный нефтепровод, был проведен его расчет на прочность и устойчивость, а также проведен прочностной расчет установленной гидромуфты на подводном переходе МН. В результате полученных данных прочность и устойчивость рассматриваемого магистрального нефтепровода подтвердилась.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013. – С. 40-45.
2. РД-23.040.00-КТН-201-17 «Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций».
3. РД-25.160.10-КТН-016-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов».
4. СП 36.13330.2014 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80».
5. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С, Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – С. 23-25.
6. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
7. СП 36.133330.2012 «Магистральные трубопроводы» Актуализированная версия СНиП 2.05.06-85*»
8. РД-19.100.00-КТН-001-10. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов
9. Fletcher S. US Senate ready to act on pipeline safety // Oil & Gas Journal. – 2010. – P. 58-60.
10. Черняев К.В., Васин Е.С. Система безопасной эксплуатации и продления срока службы магистральных нефтепроводов / Трубопроводный транспорт нефти – М.: 1998. – №11. – С. 16-21.
11. ОР-20.02-74.20.36-КТН-006-1-05 Регламент о порядке организации работ по выбору и предоставлению земельных участков для строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть».
12. СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ

13. ОР-91.010.30-КТН-345-09 Порядок разработки проектов производства, работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

14. РД-91.010.30-КТН-246-09 Положение по разработке проектов организации строительства, для строительства и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть».

15. ВСН 31-81 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности.

16. ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 с изм. №0-4 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов.

17. ОР-19.100.00-КТН-010-10 Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов.

18. ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля.

19. ОР-03.120.00-КТН-071-09 Требования к аттестации специалистов неразрушающего контроля, выполняющих работы на объектах ПАО «Транснефть».

20. РД-23.040.00-КТН-090-07 с изм. № 1-5 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.

21. РД-75.180.00-КТН-164-06 Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов.

22. РД-23.040.00-КТН-386-09 Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа.

23. РД-25.160.00-КТН-011-10 Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.

24. НиП II-12-77 Нормы проектирования. Защита от шума.

25. НРБ-76/87 Нормы радиационной безопасности.

26. Федеральный закон № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.

27. Федеральный Закон №116 О промышленной безопасности опасных производственных объектов.

28. Антипьев В. Н., Прокофьев В. В., Смирнов В. А. Методика проведения планово-предупредительного ремонта дефектных участков

магистральных нефтепроводов АООТ «Сибнефтепровод» // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 5. – С. 93-97.

29. Платонов А. Н. Прочность трубопровода в зоне установленной муфты: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук. (25.00.19) / Платонов Александр Николаевич; ОАО институт «Гипротюменьнефтегаз». – г. Тюмень, 2005. – 20 с.

30. ГОСТ Р 54907-2012 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование».

31. ГОСТ Р 55435-2013 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения».

Приложение А

(обязательное)

Типовая технологическая карта № 1
Земляные работы при ремонте подводного трубопровода в период открытого русла на судоходных реках

Область и условия применения

Технологическая карта разработана на комплекс земляных работ по вскрытию и засыпке рабочего котлована при производстве работ по ремонту подводных трубопроводов Ду 300-1200 мм с применением гидромуфты на судоходных реках в период открытого русла.

При разработке карты приняты основные исходные условия производства работ:

- скорость течения до 1 м/с;
- волнение до 3 баллов;
- глубина реки до 30 м;
- максимальная глубина котлована – 9 м;
- разрабатываемые грунты – легкие и средние (ил, песок, супесь, суглинок, с включениями гальки (щебня);
- местонахождение дефекта относительно берега – в зоне видимости опознавательных и створных знаков с берега;
- подводный кабель связи проложен в отдельной траншее на безопасном для производства работ расстоянии;
- отвал грунта под воду за габаритами судового хода при разработке котлована согласован с заинтересованными организациями;
- работы выполняются на трубопроводе без остановки перекачки при понижении давления до 2 МПа;
- До начала производства земляных работ выполнены следующие подготовительные работы:

– определение точного местоположения дефектного участка, выполнена привязка дефектного участка к местности с закреплением на воде опознавательным знаком (буем);

– траление и очистка дна в зоне производства работ от посторонних предметов (по 25 м во все стороны);

– установка знаков судоходной обстановки (безопасности движения судов в зоне производства работ) согласно действующим правилам.

Таблица А.1 – Характеристика вскрываемого трубопровода, гидромуфты и габариты разрабатываемого котлована

Характеристики трубопровода и гидромуфты		Габариты котлована	
Условный диаметр трубопровода, Ду, мм	300-1200	Заложение откосов (условно для песка мелкого и среднего)	1 : 3
Заглубление трубопровода от поверхности дна, А, м	2,6-4,4	Глубина котлована, (А+2Ду+1м), м	До 6
Длина гидромуфты , В, м	5 (условно)	*Длина котлована по дну, min (В+5м), м	10
Диаметр гидромуфты С=2 Ду, м	600-2400 (условно)	*Ширина котлована по дну, min (2Ду +5м), м	5,5-7,5

Примечание:

Длина и ширина котлована по дну определяется проектом и назначается с учетом следующих условий:

– трубопровод должен быть освобожден от грунта на расстоянии не менее чем на 2,5 м в обе стороны от границ и боковых образующих устанавливаемой на него гидромуфты или выступающих ее частей;

– ширина котлована определяется с учетом его заносимости донными наносами за расчетный период проведения ремонтных работ (в зависимости от глубины потока, скорости течения реки, времени занесения и т. д. согласно ВСН 010-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.» (п.3);

– габариты котлована по дну должны быть более 2м от габаритов устанавливаемой в него подводной монтажной рамы.

Таблица А.2 – Технология и организация производства земляных работ, операционный контроль качества работ

Операция	Механизмы, оборудование, приспособления	Состав бригады	Контролируемые параметры	Метод и инструменты контроля	Форма регистрации результатов контроля
1. Разработка рабочего котлована					
Контроль привязки места дефекта, инструментальная выноска границ котлована с закреплением буями на воде и створными знаками на берегу	Шлюпка, моторная лодка	Геодезист, речные рабочие 3р. - 2 ,	Контроль закрепления места дефекта Контроль выноса разбивочных осей.	Теодолит, дальномер	Акт Журнал производства работ Журнал операционного контроля
Установка створных знаков по оси разрабатываемых боковых траншей для ориентации земснаряда	Шлюпка, моторная лодка	Геодезист, речные рабочие 3р – 2 ,	Контроль выноса разбивочных осей	Теодолит, дальномер	Акт Журнал производства работ Журнал операционного контроля
Установка и якорение земснаряда в створе разработки, монтаж плавучего пульпопровода, якорение водолазной станции	Буксирный катер Мотозавозня	Мастер Команда землесоса Команда катера Команда мотозавозни Команда водолазной станции	Правильность установки. Надежность якорения. Исправность тормозных устройств	Теодолит, дальномер Визуально	Вахтенный журнал

Разработка грунта в боковых траншеях землесосным снарядом по обе стороны трубопровода на расстоянии не ближе 5 м от оси. Грунт при разработке рефулировать по пульпопроводу в подводный отвал ниже по течению	Землесосный снаряд, производительностью 50-75 м^3/час с гидравлическим рыхлителем	Команда землесоса	Глубина боковых траншей** Расстояние от грунторазрабатывающего механизма земснаряда до оси трубопровода Размещение отвала грунта	Эхолот, наметка, лот, теодолит	Журнал производства работ Журнал операционного контроля

Продолжение таблицы А2

Установка и якорение плавплощадки с грунтососом в створе разработки, монтаж плавучего пульпопровода	Буксирный катер Мотозавозня	Мастер Команда катера Команда мотозавозни	Правильность установки. Надежность якорения. Исправность тормозных устройств	Визуально	Вахтенный журнал
Разработка оставшегося грунта вокруг трубопровода с выемкой под трубой не менее 1 м от нижней образующей устанавливаемой гидромуфты	Грунтосос	Машинист насосной установки 3р - 1 Машинист компрессорной установки 3р - – 1 Водолаз – 3 .	Глубина, габариты котлована по дну, крутизна откосов	Эхолот, наметка, лот, теодолит	Журнал производства работ Журнал операционного контроля
Планировка дна и откосов котлована гидромонитором	Гидромонитор	Машинист насосной установки 3р – 1 Водолаз – 3	Ровность рельефа дна, устойчивость откосов	Визуально Контрольные вешки	Журнал производства работ Акт на подготовку котлована

2. Засыпка котлована после ремонта нефтепровода					
Подача мешков с песком под воду в рабочий котлован. Подбивка мешков с песком под отремонтированный трубопровод	Плавкран, Стропы Бадья или металлический поддон	Водолазы –3 Команда водолазной станции	Надежность строповки груза Плотность подбивки мешков	Визуально	Журнал производства работ
Замыв трубопровода на 0,2м выше верхней образующей	Гидромонитор	Машинист насосной установки 3р – 1 Водолаз – 3	Толщина слоя присыпки над трубопроводом, Отсутствие оголения	Визуально	Журнал производства работ
Обратная засыпка грунта в котлован	Землесосный снаряд	Команда земснаряда	Отметки рельефа дна		Журнал производства работ Акт на засыпку
Планировка поверхности засыпки	Гидромонитор	Машинист насосной установки 3р – 1		Эхолот, наметка, лот	Журнал производства работ Акт на засыпку

Приложение Б

(обязательное)

Типовая технологическая карта № 2

На подготовку подводного нефтепровода к монтажу гидромуфты в период открытого русла на судоходных реках

Область и условия применения

Технологическая карта разработана на комплекс работ по подготовке подводного трубопровода Ду 300-1200 мм к установке гидромуфты при производстве работ на судоходных реках в период открытого русла. В состав работ, рассматриваемых картой, входят: демонтаж пригрузов, футеровки, очистка трубопровода от изоляции, уточнение координат дефекта с помощью УЗК, маркировка положения ГМ на трубе и подготовка поверхности трубы в местах контакта с уплотнениями ГМ.

При разработке карты приняты основные исходные условия производства работ:

- скорость течения до 1 м/с;
- волнение до 3 баллов;
- глубина реки до 30 м;
- глубина котлована до 9 м;
- работы выполняются на трубопроводе без остановки перекачки при понижении давления до 2 МПа;
- трубопровод оснащен кольцевыми утяжелителями (бетонные или чугунные);
- тип изоляции трубопровода не влияет на условия производства работ;
- футеровка – деревянная рейка.

Таблица Б.1 – Характеристика трубопровода и гидромуфты

Условный диаметр трубопровода, **Ду,** мм	300-1200
Давление при выполнении работ, **Р,** МПа	2
Вес одного полугруза: чугунный, кг железобетонный, кг	138-1030 2035-2940
Количество демонтируемых утяжелителей , шт	4 (условно)
Тип изоляции	Пленочная (условно)
Размеры футеровочной рейки, мм	30х60
Диаметр гидромуфты, **С**=2 Ду, м	0,6-2,5
Длина гидромуфты, **В , м**	5 (условно)
Расстояние между пакерами (кольцевыми уплотнениями), м	4 (условно)
Зона удаления футеровки, = **В+2м,** м	7 (условно)
Зона удаления изоляции, = **В+1,** м	6 (условно)

Таблица Б.2 – Технология и организация производства работ, операционный контроль качества работ

Операция	Механизмы, оборудование, приспособления	Состав бригады	Контролируемые параметры	Метод и инструменты контроля	Форма регистрации результатов контроля
Установка и якорение плавкрана, баржи и вспомогательных плавсредств в створе котлована	Буксирный катер Мотозавозня	Мастер по АВР Команда катера Команда мотозавозни	Точность установки Положение якорей относительно трубопровода	По створным знакам Визуально	Вахтенный журнал
Подача водолазам инструментов с баржи в ящиках или закрытых бадьях.	Плавкран Стропы Ящик, Закрытая бадья	Такелажник 4р.- 1 Такелажник 2р.- 1 Речной рабочий 3р. –2 Команда водолазной станции Оснащенность плавкрана исправными грузозахватными приспособлениями (стропы, крюки)	Комплектность инструментов Надежность строповки груза	Визуально	Журнал входного контроля
Разметка границ снятия футеровки и определение количества демонтируемых пригрузов их маркировка	Линейка Рулетка	Водолазы. –3 Команда водолазной станции	Точность разметки	Линейка Рулетка	

Продолжение таблицы Б.2

Подача мешков с песком под воду в рабочий котлован. Подбивка мешков с песком под трубопровод за границами снятия футеровки для обеспечения устойчивости трубопровода при монтаже гидромуфты.	Плавкран, Стропы Бадья или металлический поддон	Водолазы. –3 Команда водолазной станции	Надежность строповки груза Плотность подбивки мешков	Визуально	
Подача и установка над демонтируемым пригрузом специальной монтажной рамы. Закрепление полугрузов на крюк монтажной рамы для предотвращения самопроизвольного сдвига в процессе снятия крепежных элементов (монтажная рама в процессе работ последовательно перемещается с помощью плавкрана к следующему демонтируемому утяжелителю)	Плавкран Стропы Монтажная рама (специального изготовления)	Такелажник 4р.- 1 Такелажник 2р.- 1 Водолазы – 3 . Речной рабочий 3р. –2 Команда водолазной станции	Надежность строповки рамы при спуске в котлован Место	Визуально	
Зачистка крепежных элементов на утяжелителях (гаек, концов шпилек) от ржавчины Развинчивание или срезка крепежных гаек	Металлические щетки, скребки Набор гаечных ключей Ручная ножовка Резак бензокислородный БКПНР-4 или БУПР	Водолазы – 3 . Речной рабочий 3р. –2 Команда водолазной станции	Снятие утяжелителей	Визуально	Журнал производства работ

Продолжение таблицы Б.2

Перестроповка полугрузов с монтажной рамы на крюк плавкрана, подъем и складирование на палубе баржи	Плавкран Стропы	Такелажник 4р.- 1 Такелажник 2р.- 1 Водолазы – 3. Речной рабочий 3р. –2 Команда водолазной станции	Надежность крепежа поднимаемых грузов	Визуально	Журнал производства работ
Разрезка проволочных креплений на верхней образующей трубопровода в зоне снятия футеровки Разрезка футеровочной рейки по намеченным границам, снятие с трубопровода Перемещение разобранных элементов в сторону, строповка и подъем на баржу	Гидроножницы Ручная пила Плавкран Стропы	Водолазы. –3 Команда водолазной станции	Границы резки Надежность крепежа поднимаемых грузов	Визуально	Журнал производства работ Акт
Разметка границ снятия изоляционного покрытия	Линейка Рулетка	Водолазы. –3 Команда водолазной станции	Точность разметки	Линейка Рулетка	Журнал производства работ Акт

Продолжение таблицы Б.2

Снятие изоляции	Металлические щетки, скребки Гидробластер, гидрошлифовальная машинка с насадками	Водолазы. –3 Команда водолазной станции	Границы очистки от изоляции Чистота поверхности	Шаблон	Журнал производства работ Акт
Уточнение расположения дефекта и проверка поверхности трубы (в местах будущего контакта с уплотнениями ГМ) с помощью УЗК	Подводный УЗ-дефектоскоп в комплекте	Водолазы. –3 в т. ч. водолаз-дефектоскопист 1 уровня Команда водолазной станции	Относительные координаты дефекта	Подводный УЗ-дефектоскоп в комплекте	Журнал производства работ Акт
Маркировка границ установки ГМ	Подводный маркер или 2 маркирующих ленточных хомута	Водолазы. –3 Команда водолазной станции	Указание границ установки ГМ (симметрично относительно середины дефекта)	Рулетка 10 м	Журнал производства работ
Подготовка (шлифовка) поверхности трубы в местах контакта с кольцевыми уплотнениями ГМ	Гидравлическая силовая установка, гидрошлифовальная машинка со сменными насадками	Водолазы—3 . Команда водолазной станции	Состояние поверхности	Визуально Эталон шероховатости поверхности	Журнал производства работ

Контроль геометрии трубы в местах будущего контакта с уплотнениями ГМ	Разъемный кольцевой калибр, щуп.	Водолазы—3 . Команда водолазной станции	Отклонения сечений трубы от окружности	Разъемный кольцевой калибр, щуп.	Журнал производства работ Акт

Приложение В

(обязательное)

Типовая технологическая карта № 3
На монтаж гидромуфты на судоходных реках в период открытого русла

Область и условия применения

Технологическая карта разработана на комплекс работ по установке гидромуфты при проведении работ на судоходных реках в период открытого русла. В состав работ, рассматриваемых картой входят входной контроль материалов и гидромуфты, подготовка гидромуфты к монтажу, установка гидромуфты и испытания (проверка герметичности) гидромуфты.

При разработке карты приняты основные исходные условия производства работ:

- скорость течения до 1 м/с;
- волнение до 3 баллов;
- глубина реки до 30 м;
- глубина котлована до 9 м
- работы выполняются на трубопроводе без остановки перекачки при понижении давления до 2 МПа.

Таблица В.1 – Характеристика трубопровода и гидромуфты

Условный диаметр трубопровода, **Ду,** мм	300-1200
Давление при выполнении работ, **Р,** МПа	2
Диаметр гидромуфты, **С**=2 Ду, м	0,6-2,5
Длина гидромуфты, **В** , м	5 (условно)
Расстояние между пакерами (кольцевыми уплотнениями), м	4 (условно)

Таблица В.2 – Применяемые материалы

Материал	НТД на материал: ГОСТ, ОСТ, ТУ и т. п.
Эпоксидный компаунд	-

Таблица В.3 – Технология и организация производства работ, операционный контроль качества работ

Операция	Механизмы, оборудование, приспособления	Состав бригады	Контролируемые параметры	Метод и инструменты контроля	Форма регистрации результатов контроля
Входной контроль материалов и гидромуфты		Мастер по АВР	Соответствие техническим условиям, нормативным показателям Комплектность оборудования	Визуально	Журнал входного контроля
Подготовка гидромуфты к монтажу (согласно инструкции завода-изготовителя): сборка гидравлической и такелажной схем, приведение гаек и шпилек в исходное положение	Плавкран Монтажная рама с талью и комплектом такелажной оснастки Комплект шлангов Гаечные ключи	Команда плавкрана Такелажник 4р.- 1 Такелажник 2р.- 1 Слесарь-монтажник 4р.-2 .	Правильность сборки	Манометры в составе ГСУ Штангенциркуль Линейка	Журнал производства работ

Продолжение таблицы В.3

Строповка гидромуфты на крюк монтажной рамы на дневной поверхности и подача в котлован над трубопроводом	Плавкран Монтажная рама Стропы	Водолазы. – 3 Такелажник 4р.- 1 Такелажник 2р.- 1 Команда водолазной станции	Надежность строповки гидромуфты	Визуально	Журнал производства работ
Тщательное обследование поверхности трубопровода перед закрытием створок гидромуфты, удаление обнаруженных посторонних предметов, попавших на уплотнительные поверхности гидромуфты и трубы	Водолазная станция	Водолазы – 3 Команда водолазной станции	Состояние поверхности трубопровода	Визуально	Журнал производства работ
Установка гидромуфты на трубопровод с помощью монтажной рамы	Плавкран Монтажная рама Комплект шлангов Гаечные ключи	Водолазы – 3 Команда водолазной станции	Обеспечение заданного положения хомута на трубопроводе	Визуально Манометры в составе ГСУ Штангенциркуль	Журнал производства работ
Закрытие гидромуфты с помощью гидропривода (по докладу водолаза о готовности поверхности трубопровода)	Гидравлическая силовая установка	Водолазы – 3 Команда водолазной станции	Надежность крепежа поднимаемых грузов	Манометры в составе ГСУ Визуально	Журнал производства работ

Продолжение таблицы В.3

Затяжка продольных уплотнений согласно инструкции завода-изготовителя с помощью гидронатяжителей (создание осевого усилия в шпильках в заданной последовательности с фиксацией заданных деформаций гайками)	Гидравлические натяжители Гидравлическая силовая установка Стержень для доворота гаек	Водолазы –3 Команда водолазной станции	Обеспечение расчетного давления герметизации в продольных уплотнителях	Манометры в составе ГСУ	Журнал производства работ Акт
Затяжка с помощью гидронатяжителей фланцев кольцевых уплотнений, создающих герметичность между гидромуфтой и телом трубы с контролем натяжения шпилек по давлению (создание осевого усилия одновременно во всех шпильках фланца с фиксацией заданных деформаций гайками)	Гидравлические натяжители Гидравлическая силовая установка Стержень для доворота гаек	Водолазы –3 Команда водолазной станции	Обеспечение расчетного давления герметизации в контакте кольцевого уплотнителя с поверхностью трубопровода. Изменение зазора между фланцем и корпусом	Манометры в составе ГСУ	Журнал производства работ Акт
Испытания гидромуфты на герметичность	Насос ручной гидравлический	Водолазы –3 Команда водолазной станции	Спад давления в полости ГМ за установленное время выдержки	Манометр	Журнал производства работ Акт

Приложение Г

(обязательное)

Типовая технологическая карта № 4
На восстановление изоляции

Область и условия применения

Технологическая карта разработана на комплекс работ по восстановлению изоляционного покрытия на отремонтированном трубопроводе. В состав работ, рассматриваемых картой, входят входной контроль изоляционных материалов, подготовка поверхности трубопровода, подготовка изоляционных материалов, нанесение изоляции.

При разработке карты приняты основные исходные условия производства работ:

- скорость течения до 1 м/с;
- волнение до 3 баллов;
- глубина реки до 30 м;
- глубина котлована до 9 м
- работы выполняются на трубопроводе без остановки перекачки при понижении давления до 2 МПа;

Таблица Г.1 – Характеристика трубопровода

Условный диаметр трубопровода, **Ду**, мм	300-1200
Давление при выполнении работ, **Р,** МПа	2

Таблица Г.2 – Применяемые материалы

Материал	НТД на материал: ГОСТ, ОСТ, ТУ и т. п.
Изоляционное эпоксидное покрытия «CHEMI-Tech U.W» (основа и отвердитель)	РД 1300-01297858-04-00.
Полиэфир-полиуретановый защитный слой «ПЭПУС»	РД 1300-01297858-04-00

Таблица Г.3 – Технология и организация производства работ, операционный контроль качества работ

Операция	Механизмы, оборудование, приспособления	Состав бригады	Контролируемые параметры	Метод и инструменты контроля	Форма регистрации результатов контроля
Входной контроль изоляционных материалов		Мастер по АВР Лаборант-1	Соответствие изоляционных материалов и компонентов требованиям технических условий и технических спецификаций на эти материалы.	Визуально	Журнал входного контроля

Продолжение таблицы Г.3

Подготовка поверхности трубопровода: очистка от остатков изоляции, ржавчины	Металлические щетки, скребки Гидробластер Гидравлическая силовая установка Гидравлическая шлифовальная машинка со сменными насадками	Водолазы—3 Команда водолазной станции	Границы очистки от изоляции Чистота поверхности Качество очистки поверхности трубы от старой изоляции Степень очистки поверхности трубы перед нанесением изоляционного покрытия	Визуально Шаблон	Журнал производства работ
Подготовка изоляционных материалов (смешивание компонентов на дневной поверхности), расфасовка в полиэтиленовые пакеты или тубы	Полиэтиленовы пакеты, Тубы	Изолировщик 5р.-1 Лаборант –1	Правильность дозировки отдельных компонентов смеси, порядок их введения и качество перемешивания	Визуально	Журнал производства работ
Строповка и дозированная подача материала на поверхность трубопровода под водой	Плавкран (автокран с плавплощадки или автокран со льда) Стропы	Водолазы. –3 Такелажник 4р.- 1 Такелажник 2р.- 1 Команда водолазной станции	Надежность строповки Оснащение грузоподъемных механизмов грузозахватными приспособлениями	Визуально	Журнал производства работ Журнал входного контроля

Продолжение таблицы Г.3

Нанесение основного слоя покрытия на трубопровод щетками, шпателями без гофр, морщин, пузырей, пропусков	Водолазная станция, Щетки Шпатели	Водолазы – 3 Команда водолазной станции	Сплошность покрытия, толщина, равномерность его нанесения по длине и периметру изолируемых участков. Качество нанесенного изоляционного покрытия	Визуально	Журнал производства работ
Подготовка компонентов защитного слоя на дневной поверхности, нанесение смеси из армированных изоляционных материалов на мерные отрезки стеклоткани или стеклосетки, сматывание в рулон	Деревянная рейка прямоугольного сечения	Изолировщик 5р.-1	Правильность дозировки отдельных компонентов смеси, ее нанесение на стеклоткань	Визуально	Журнал производства работ

Продолжение таблицы Г.3

Нанесение защитного слоя на трубопровод вручную в виде манжет, с перехлестом одна на другую не менее 50 мм или же методом спиральной намотки с нахлестом на существующую изоляцию не менее 50мм		Водолазы – 3 Команда водолазной станции	Сплошность и равномерность его нанесения на изолируемые участки, надежность фиксации покрытия на поверхности трубопровода Качество нанесенного изоляционного покрытия Защитные свойства изоляционного покрытия	Визуально	Журнал производства работ
Контроль качества нанесения изоляционного покрытия		Водолазы – 3 Команда водолазной станции	Сплошность покрытия, толщина, адгезия, равномерность нанесения по длине и периметру изолируемых участков	Визуально, Магнитные толщиномеры Пружинный динамометр, Нож	Журнал производства работ Акт

Приложение Д

(обязательное)

Типовая технологическая карта № 5
На восстановление балластировки

Область и условия применения

Технологическая карта разработана на комплекс работ по установке балластирующих устройств на отремонтированный трубопровод. В состав работ, рассматриваемых картой входят входной контроль футеровочных полотенец и утяжелителей, разметка места установки, установка футеровочных полотенец и утяжелителей.

При разработке карты приняты основные исходные условия производства работ:

- скорость течения до 1 м/с;
- волнение до 3 баллов;
- глубина реки до 30 м;
- глубина котлована до 9 м
- работы выполняются на трубопроводе без остановки перекачки при понижении давления до 2 МПа;

Таблица Д.1 – Характеристика трубопровода

Условный диаметр трубопровода, **Ду, мм**	300-1200
Давление при выполнении работ, **Р, МПа**	2

Таблица Д.2 – Применяемые материалы

Материал	НТД на материал: ГОСТ, ОСТ, ТУ и т. п.
Футеровочное полотенце типа ПФ	ТУ 48-3788-012-01297858-98
Железобетонные седловидные утяжелители типа УБКМ	ТУ 102-426-86

Таблица Д.3 – Технология и организация производства работ, операционный контроль качества работ

Операция	Механизмы, оборудование, приспособления	Состав бригады	Контролируемые параметры	Метод и инструменты контроля	Форма регистрации результатов контроля
Входной контроль футеровочных полотенец и утяжелителей		Мастер по АВР	Соответствие требованиям технических условий	Визуально	Журнал входного контроля
Разметка места установки утяжелителей	Рулетка, Линейка, Маркер	Водолазы—3 Команда водолазной станции	Точность разметки	Рулетка, Линейка	Журнал производства работ
Установка под утяжелители футеровочных полотенец типа ПФ	Плавкран (автокран со льда или с плавплощадки)	Водолазы—3 Команда водолазной станции	Точность установки	Визуально	Журнал производства работ

Продолжение таблицы Д.3

Подача мешков с песком в котлован Подбивка под трубопровод в местах установки утяжелителей	Плавкран (автокран с плавплощадки или со льда) Стропы Бадья или металлический поддон	Водолазы –3 Команда водолазной станции	Надежность строповки груза Плотность подбивки мешков Оснащение грузоподъемных механизмов грузозахватными приспособлениями	Визуально	Журнал производства работ Журнал входного контроля
Строповка утяжелителя на крюк монтажной рамы на дневной поверхности и подача в котлован над трубопроводом	Монтажная рама, Плавкран (автокран с плавплощадки или со льда) Стропы	Такелажник 4р.-1 Такелажник 2р.-1 Водолазы – 3 Команда водолазной станции	Надежность строповки груза	Визуально	Журнал производства работ
Установка утяжелителя на трубопровод с помощью монтажной рамы	Монтажная рама, Плавкран (автокран с плавплощадки или со льда) Стропы	Водолазы – 3 Команда водолазной станции		Визуально	Журнал производства работ Акт

Приложение Е

(обязательное)

Перечень рекомендуемого оборудования и снаряжения, применяемого для ремонта подводных переходов МН при установке гидромуфт.

Таблица Е.1

№ п/п	Наименование	Кол-во
1	**2**	**3**
Оборудование для установки гидромуфты		
1	Монтажная рама грузоподъемностью 30 тонн, предназначена для установки гидромуфты. Приблизительные размеры 18`x18`x18` с прокладками для складирования на грунте и с трехслойным эпоксидным покрытием для морской перевозки	1
2	Полный комплект такелажа для грузоподъемного оборудования, рассчитанного на грузы до 30 тонн. включающий в себя перемещающимися на монтажной раме тележки, цепные подъемники с ручным управлением и полиспасты, храповики, соединительные серьги, тросы и зажимные хомуты для подъема и перемещения гидромуфты	1
3	Жидкостная размывочная машина высокого давления, дизель 250 л.с., выходное давление 20000 фунтов на кв. дюйм, поставляется в комплекте со шлангами, приблизительные размеры которых - 30 футов входного и 150 футов выпускного, с наконечником, вручную управляемым водолазом	1
4	Гидравлический точильно-шлифовальный станок Stanley GR-29 с держателем	1
5	Точильный диск	1
6	Проволочные щетки	25
7	Полировочная подушка	10
8	Держатель	20
9	Цинковая подушка	1
10	Опорная плита	20
11	Контргайка	1
12	Гаечный ключ	1
13	Гидравлическая силовая установка BT-HU 1416 для обеспечения работы силовых агрегатов, установлена на салазках, с пневматическим запуском	1
14	Трубный кольцевой калибр специальной конструкции 48" (или соответственно в мм номинального размера трубы), алюминиевый, шарнирный	1
15	Гидромуфта "HydroClamp" диаметром 48 дюймов (1220 мм) для ремонта подводных переходов магистральных нефтепроводов в сборе	1

Продолжение таблицы Е.1

16	Барабан для наматывания шланга с ручным управлением для двойного шланга высокого давления диаметром 1/4 дюйма, 10000 фунтов на дюйм, длина 150 футов, изготовлен из нержавеющей стали	1
17	Барабан для наматывания шланга с ручным управлением для двойного шланга низкого давления диаметром 1 3/4 дюйма, длина 150 футов с соединителями и вертлюгом на концах	1
18	Шланг диаметром 1" на рабочее давление 1000 фунтов на кв. дюйм с оконцевателями типа JIK №12, длиной 150 футов	1
19	Шланг диаметром 1" на рабочее давление 1000 фунтов на кв. дюйм с оконцевателями типа JIK №12, длиной 25 футов	1
1	**2**	**3**
20	Передвижная гидравлическая силовая установка для шпилечного натяжного устройства, рабочее давление 15000 фунтов на кв. дюйм, с пневматическим управлением (с пульта управления), на салазках	1
21	Ручной гидравлический насос. 2 скорости, 10000 фунтов на кв. дюйм	1
22	Набор смазочного аэрозоля и смачивающего вещества	1
23	Набор клапанов, фитингов для установки гидромуфты и пробки для глушения впускных/выпускных отверстий	1
24	Проверочный калибр, размер поверхности 6", рабочее давление 0-5000 фунтов на кв. дюйм, корпус из IDK стали, диаметр входного патрубка 1/2", при нормальной температуре и давлении способен повышать давление поэтапно, каждый раз на 20 фунтов на кв. дюйм	1
25	Шпилечное винтовое натяжное устройство, 3,5 дюйма, 10000 фунтов на каждый дюйм с гаечным замком, клапан и фитинги с выходным отверстием высокого давления	1
26	Шпилечное винтовое натяжное устройство, 1,375 дюйма, 10000 фунтов на кв. дюйм с гаечным замком, клапан и фитинги с выходным отверстием высокого давления	1
27	Гаечный ключ с Proto ограничителем по крутящему моменту 100-600 фунтов на дюйм, с 3/4" приводом и 1 набором для ремонта	2
28	Ручной гидравлический насос. 2 скорости, 10000 фунтов на кв. дюйм	1
29	Калибратор дюрометра ручной компрессионный, с калибрационным свидетельством	1
30	Поршневой пневматический насос с качающимися шиберами для подачи эпоксидной смолы	1
31	Мешалка барабанного типа с электрическим управлением (будет модифицирована для использования гидравлической энергии)	1
32	Два ингредиента эпоксидного компаунда в 5-ти галоновых контейнерах	30
33	Инструментальный ящик с полным набором ручного инструмента, метчиками, разнообразными смазками, проникающими жидкостями, клапанами и фильтрами	1

Продолжение таблицы Е.1

34	Комбинированное защитное покрытие на основе изоляционных материалов CHEMI-TECH U.W фирмы E.WOOD, (Англия) с защитным слоем на основе армированного стеклосеткой или стеклотканью изоляционного материала «ПЭПУС» фирмы «КОМПЛАСТ», (Россия) РД 1300-01297858-04-00	1
Водолазное оборудование и снаряжение		
35	Суперлегкий шлем 17К, желтый с коммуникационным устройством, 500-050	5
36	Комплект запасных частей 525-340 для применения в изделиях импортного исполнения	5
37	Подъемный спасательный гордень BW 42-B	5
38	Регулятор первой ступени CIR-5000	5
39	Водолазная спасательная камера объемом 63 куб. фута	3
40	Привязные ремни рюкзака	5
41	Быстрораскрывающийся спасательный хомут из нержавеющей стали NF 15000 S S/S	5
42	Водолазный телевизионный комплекс ВТК-У	2
43	Светильник подводный СП-9 с кабелем 64 м	4
1	2	3
44	Ручной подводный фонарь "Мини Си Лайт"	5
1	**2**	**3**
45	Коммуникационная двух абонентная система радиосвязи водолазов с поверхностью DR200 2	5
46	Приемопередающая система связи 01-1532-1-0300	5
47	Блок связи 515-035	5
48	Блок управления системой подачи воздуха для двух водолазов с измерительными приборами GAUGES-3D	2
49	Система обогрева водолазного снаряжения с насосной очистительной системой, использующей гликоль	1
50	Комбинированный ремень с плечевой лямкой WB 500A	5
51	Баллон емкостью 30 галлонов с фильтрами и трубопроводной разводкой H163-1FTPM	2
52	Дизельный компрессор 5120 фирмы DEUTZ	2
53	Сдвоенные реактивные стабилизаторы	5
54	Водолазные сапоги с подогревом горячей водой .	10
55	Водолазные перчатки с подогревом горячей водой.	10
56	Гидрокомбинезон с подогревом	5
1	**2**	**3**
57	Составной пятикомпонентный шланг от 300 до 399 футов для жизнеобеспечения водолаза	5

58	Палубный подъемный гордень длиной 50 футов	5
59	Фильтрующая система 1250	2
60	Комплект ЗИП к водолазному оборудованию и снаряжению	1

Продолжение таблицы Е.1

Приборы измерения и контроля		
61	Цифровой ультразвуковой толщинометр модели 36 DLP-90 SM в комплекте с программным обеспечением и преобразователем D790/L-200 с кабелем 200 футов, запакованный в неразборный корпус с соединителем типа "LEMO"	2
62	Ультразвуковой дефектоскоп марки EPOCH 111 модели 2300 с программным обеспечением и сверхнизкочастотным преобразователем с кабелем 200 футов, запакованный в неразборный корпус с соединителем типа "LEMO"	2

Приложение Ж

(справочное)

Раздел (1)

Introduction and literature review

Introduction

In the process of long-term operation of the main oil and gas pipelines, their bearing capacity is steadily reduced, as a result of the development of the defective condition of the pipeline. Currently, companies that are engaged in the transportation of hydrocarbons, strive for trouble-free operation and improve the safe operation of the main and field oil and gas pipelines.

The relevance of the work is to improve the technological and operational reliability of the equipment, which is currently used for the repair of the linear part of the main oil and gas pipelines.

The purpose of this work is to increase the reliability and efficiency of repair structures used for the repair of underwater crossings of oil and gas pipelines.

The primary method of recovery and repair of trunk oil and gas pipelines is the tenderloin area with the defect and the defect-free pipeline. This method has a significant drawback, which is to stop the pumping of the product. Since, according to statistics, the number of defects is growing every year, there is an increase in the number of clippings, which begin to reach such volumes that are not appropriate for material and technical costs. Based on the above, in the foreign and Russian practice of restoring the performance of the main oil and gas pipeline, a significant spread of repair structures that do not require stopping the pumping of raw materials and cutting the site with a defect. Using the data of the repair elements can repair the defects on the pipeline in service. Based on this, the chosen theme of the work is relevant at the present time.

“Transneft” currently has more than 1,500 underwater crossings of oil trunk pipelines. The presence of faults on them leads to significant economic and environmental costs. Repair of underwater crossings using welding is a complex and expensive procedure and requires special equipment and highly qualified personnel. Therefore, it became necessary to find alternative approaches to this type of repair. In world practice, the most common method is the use of repair structures (couplings).

As a result of researches the decision on possibility of creation of similar repair designs in Russia is made. As a result, the task was set: to develop its own version of the clutch, while adapting it to local conditions of installation and operation. Then the task of developing a feasibility study for its production was set too. The production of such a coupling in Russia would make it possible to abandon the purchase of expensive imported couplings, as a result of which it would save significant funds, stimulate the production of this type of products at domestic enterprises, including subsidiaries of "Transneft", and thereby avoid dependence on importers.

Repair structures (couplings) of this type are not produced in Russia. This means that "Transneft" will become a monopolist in the market of this product in Russia. There are serious prerequisites for the fact that the consumers of these products can become "Gazprom" and "LUKOIL", as well as companies from near and far abroad.

The main tasks that have been set:

• To analyze the existing technologies of elimination of defects on the main oil and gas pipelines.

• Development and design of a new type of repair structure (coupling) and technology of its installation on the main oil and gas pipeline, which in its characteristics will significantly benefit from the currently used repair structures in production.

• Consideration of the defect elimination technology by means of a newly developed repair structure (coupling).

• Carrying out strength calculations of the main elements of the hydraulic coupling, as well as the calculation of the strength and stability of the oil and gas pipeline with installed hydraulic coupling.

Literature review

Currently in Russia there are more than 200 thousand kilometers of steel oil and gas pipelines (main and field), which are designed to transport oil, gas and petroleum products. Most are in operation for more than a quarter of a century. Pipelines are affected by pumped products, the environment and various operating modes, which steadily leads to a decrease in the bearing capacity of oil and gas pipelines. Reduction

of bearing capacity entails carrying out repair work of defective areas or transfer of the defective area to a more gentle mode of operation.

Wear and age of trunk pipelines are directly related to the increased risk of failures and accidents during operation, if the oil and gas pipeline does not have an effective system for their detection and prevention. This factor indicates the need to improve and develop new methods of repair.

Improving the reliability of oil and gas pipelines is an urgent problem in the process of their operation. Based on statistics, the number of defects that are detected at all levels of diagnosis is up to 6 to 9 thousand per year. Most defects are approximately 70 % removed from each other. For elimination of these defects selective repair is necessary. The technologies of selective repair, which ensure the restoration of durability and strength of defective sections, include the installation of couplings on the main oil and gas pipeline, which allows repair work without stopping the pumping of the transported product.

A huge number of researches and scientific works are devoted to the problems of repair of main and field pipelines and issues related to this repair. Such scientific schools as RSU of Oil and gas were engaged in these questions. I. M. Gubkin, Ufa state petroleum technological University, Tomsk Polytechnic University and others. In these studies, various approaches to issues related to the repair of a defective oil and gas pipeline are considered.

The urgency of the problem of repair of steel oil and gas pipelines is steadily growing every year. This problem is related to the long service life of pipelines and a high degree of wear. Technological issues associated with carrying out repairs on a running pipeline, it was not studied until the end, which leads to poor performance of repairs, poor quality repairs and significant losses from idle time of the pipeline.

The main reason for the overhaul of the main oil and gas pipeline is the presence of defects that directly threaten the reliable operation of the pipeline. Corrosion of the oil and gas pipeline is one of the main reasons for the repair of the pipeline. According to statistics, 30 % of oil and gas pipelines that are operated for more than 30 years are subject to replacement.

Nondestructive testing and technical diagnostics are the main tools that help companies in the transport of liquid hydrocarbons to detect and recognize defects. In the process of diagnostic work is determined by the location of the defect, its type, size, and so on. According to the data obtained, it is decided whether to carry out repairs on the test site. Nondestructive testing methods are used for pipe rejection.

Rejection and diagnosis of pipes – are components of the overhaul of the main oil and gas pipeline. According to this, the main task of increasing the effectiveness of repair work is to increase the level of diagnostic work at all stages of their implementation.

Prior to the beginning of works on elimination of defects, initial data are formed, according to which the conditions of maintainability of the studied sections of pipes are checked, and the conditions under which the defective section is not subject to repair. After the initial data have been obtained and formed, the conditions of interaction between defects are checked. On the basis of this check the list of single and combined defects for each pipe is formed.

The main defects that occur on oil and gas pipelines include:

• *defects in the structure of the metal* – stratification; non-metallic inclusions; poor quality of the pipe produced by the manufacturer, etc.;

• *geometry defects* – dents, corrugations, deviations from the circular cross-section, for example, the movement of the pipeline or the curvature of its axis the formation of ovality occurs during the unilateral backfilling of the pipeline and the trench with soil, subsidence of pipes in places of unstable base or erosion by ground and atmospheric waters, etc.;

• *weld defects* – cracks, lack of penetration, pores, slag inclusions, burn-through, irregular weld reinforcement width and height, invalid offset edges of the welded pipe etc.;

• *surface defects* – corrosion wear, including corrosion caverns, cracks, stress - corrosion cracks, erosion wear, scratches due to careless handling of pipes during construction and transportation, etc. When the insulation coating is destroyed,

conditions for the appearance of a stress – corrosion process arise, the growth of such a defect to a critical value on average is 8-10 years.

In the course of writing this master's thesis were studied and applied scientific and educational literature, legislative documents, as well as foreign articles on the subject.