

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

---

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

<b>Тема работы</b>
«Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций»

УДК 622.692.4.053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Дубченко И.П.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В. Г.	к.т.н, доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н.С.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

# ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

## *Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
	Применять диагностическое оборудование для	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р9	проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>ТПУ(ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_ Брусник О.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Дубченко Ивану Павловичу

Тема работы:

«Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций»

Утверждена приказом директора (дата, номер)      № 3031/с от 27.04.2018 г

Срок сдачи студентом выполненной работы:      19.06.2018 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.).*

Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода [REDACTED] на котором ведется выборочный ремонт дефектов методом установки ремонтных конструкций. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1.Рассмотреть процесс проведения внутритрубной диагностики для своевременного обнаружения дефектов секций.  2.Рассмотреть классификацию и типы дефектов секций трубопроводов, для правильного выбора метода ремонта.  3.Проанализировать технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций.  4.Рассмотреть технологию устранения дефекта методом установки композитной муфты на конкретном магистральном нефтепроводе;  5.Провести расчет на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода, а так же рассчитать геометрические параметры устанавливаемой муфты П1 и необходимого для её установки количества герметика и композитного состава.</p>
--	--

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

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Ю.С., ассистент ОСГН
«Социальная ответственность»	Абраменко Н.С., ассистент ОКД

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>01.02.2018</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н, доцент		01.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Дубченко Иван Павлович		01.02.2018

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4А	Дубченко Ивану Павловичу

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

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

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

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет затрат и финансового результата реализации проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Сроки ремонта</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности применяемой технологии.</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. <i>Смета затрат</i>
------------------------

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	25.03.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ассистент	Макашева Ю. С.			25.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4А	Дубченко Иван Павлович		25.03.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4А	Дубченко Ивану Павловичу

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

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<b>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</b>	Ремонтные конструкции, используемые для устранения дефектов магистральных нефтепроводов. Областью применения объекта исследования являются ремонтно-восстановительные работы на магистральных нефтепроводах.
---	--

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, – средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> </ul>	<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные физико-химические факторы при ремонте магистрального нефтепровода, к которым относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– показатели микроклимата;</li> <li>– уровень вибрации;</li> <li>– недостаточная освещенность;</li> <li>– шум;</li> <li>– повышенная загазованность и запыленность;</li> <li>– повреждения, связанные с контактом с животными, насекомыми, пресмыкающимися.</li> </ul> <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности;</li> <li>– электробезопасность.</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> </ul>	<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– проанализировать воздействие</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу–(выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу–(сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу–(отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению–экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</li> </ul>	<p>объекта на атмосферу (выбросы);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– проанализировать воздействие объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– проанализировать воздействие объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ возможных чрезвычайных ситуаций на объекте и выбор наиболее типичной ситуации;</li> <li>– разработка первичных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– режимы труда и отдыха;</li> <li>– компоновка рабочей зоны.</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.03.2018
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н.С.			25.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Дубченко Иван Павлович		25.03.2018

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2018	<i>Состояние объекта исследования</i>	10
22.02.2018	<i>Общие сведения об объекте исследования</i>	10
14.03.2018	<i>Рассмотрение классификации дефектов</i>	10
20.03.2018	<i>Рассмотрение процесса внутритрубной диагностики</i>	10
05.04.2018	<i>Изучение методов ремонта магистрального нефтепровода</i>	15
15.04.2018	<i>Проведение анализа ремонтных конструкций</i>	20
25.04.2018	<i>Проведение расчетов</i>	15
07.05.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
18.05.2018	<i>Заключение</i>	5
25.05.2018	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		1.02.2018

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 113с., 18рис., 16табл., 21источников, 0 прил.

Ключевые слова: технологии, устранение дефекта, магистральный нефтепровод, ремонтная конструкция, метод.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод.

Цель работы – выявление наиболее оптимальной технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций.

В процессе исследования проводились: анализ технологий устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций, рассмотрение технологии устранения дефекта на конкретном магистральном нефтепроводе, расчет на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода, а так же расчет геометрических параметров устанавливаемой муфты.

В результате исследования: на основе проведенного анализа была выявлена наиболее оптимальная технология для устранения дефекта магистрального нефтепровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: описана технология устранения дефекта на магистральном нефтепроводе методом установки ремонтной конструкции на конкретном магистральном нефтепроводе.

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

Область применения: композитно-муфтовая технологии подходит для устранения различных типов дефектов металла трубы и сварных швов магистральных нефтепроводов.

Экономическая эффективность/значимость работы: результаты расчета указывают на высокую эффективность применения композитно-муфтовой технологии для устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций.

В будущем планируется применять наиболее эффективные материалы ремонтных конструкций магистральных нефтепроводов.

					<i>Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Дубченко И.П.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					<i>10</i>	<i>113</i>
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2Б4А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.

### Определения

В настоящей работе применимы следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

**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.

					<i>Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Дубченко И.П..</i>			<i>Определения, обозначения, сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					<i>11</i>	<i>113</i>
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр. 2Б4А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

## Обозначения и сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

ВТД – внутритрубная диагностика;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

КМТ – композитно-муфтовая технология;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

МН – магистральный нефтепровод;

РД – руководящий документ;

ППР – план производства работ;

ТЗ – техническое задание;

ПДК – предельно допустимая концентрация.

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

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	15
ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	17
1.ДЕФЕКТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ .....	19
1.1 Дефекты определенного вида на участке секции .....	20
1.2 Комбинированные дефекты .....	25
1.3 Дефекты определенного вида в области сварных швов .....	26
1.4 Дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями .....	27
2.ДИАГНОСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ .....	28
2.1 Подготовка линейной части.....	28
2.1.1 Очистка нефтепровода .....	30
2.1.2 Требования к установке маркерных пунктов во время пропуска ВИП .....	31
2.2 Диагностика нефтепровода.....	32
3.ПРОВЕДЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ДЕФЕКТОСКОПИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ.....	40
4.МЕТОДЫ РЕМОНТА ДЕФЕКТНЫХ СЕКЦИЙ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА .....	44
5.РЕМОНТНЫЕ КОНСТРУКЦИИ.....	48
5.1 Муфты композитные .....	48
5.2 Муфты обжимные приварные .....	50
5.3 Муфты необжимные приварные (временные).....	50
5.4 Галтельные муфты .....	52
5.5 Патрубки .....	54
5.6 Муфтовые тройники .....	55
5.7 Чопы герметизирующие .....	56
5.8 Требования к проведению ремонта и ремонтным конструкциям.....	57
5.9 Обзор современных ремонтных конструкций .....	60
5.10 Сравнение технологий ремонта методом установки муфт.....	63
6.РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ .....	65
6.1 Расчет толщины стенки трубы .....	65
6.2 Расчет на прочность и устойчивость трубопровода.....	67
6.3 Расчет геометрических параметров ремонтной муфты .....	72
6.4 Расчет необходимого количества герметика и композитного состава ..	73

					<i>Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Дубченко И.П.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>			13	113	
<i>Консульт.</i>					<i>Оглавление</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>			НИ ТПУ гр. 2Б4А		

7.ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	74
7.1 Общая часть .....	74
7.2 Технические решения и характеристика ремонтируемого дефекта .....	76
7.3 Организационно-технологическая схема подготовки и организации строительства.....	77
7.4 Методы производства работ .....	80
7.4.1 Подготовительные работы .....	80
7.4.2 Установка муфты П1 на трубопровод .....	83
8.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	90
8.1 Сметная стоимость выполнения работ при установке муфты по композитно-муфтовой технологии.....	90
9.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	97
9.1 Производственная безопасность .....	98
9.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	100
9.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	102
9.2. Экологическая безопасность.....	103
9.2.1 Анализ влияния на окружающую среду.....	103
9.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды .....	104
9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	106
9.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	108
9.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	108
9.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ...	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	110
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	112

## **ВВЕДЕНИЕ**

Надежность работы магистральных нефтепроводов регулярно снижается из-за развития дефектов, вследствие потери необходимых эксплуатационных характеристик и напрямую зависит от их несущей способности. Сегодня, задача по снижению уровня аварийности и повышению безопасной эксплуатации нефтепроводов является приоритетным направлением технической политики абсолютно всех нефтяных компаний

Конструктивной методикой восстановления работоспособности магистральных нефтепроводов, является вырезка дефектных секций трубы и вварка новых участков. Вместе с тем, эта методика требует остановки перекачки нефтепродукта, да и с увеличением числа дефектов объем вырезки отнюдь не понижается, всё это приводит к большим материально-техническим затратам. Поэтому в технологиях ремонта магистральных нефтепроводов широко используются ремонтные конструкции, которые не требуют вырезки дефектных участков и остановки транспортировки нефтепродукта, то есть технология устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций</i>		
Разраб.		Дубченко И.П..					
Руковод.		Крец В.Г.			Лит.	Лист	Листов
Консульт.						15	113
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			НИ ТПУ гр. 2Б4А		

Основные задачи, которые были поставлены в данной работе:

1. Рассмотреть процесс проведения внутритрубной диагностики для своевременного обнаружения дефектов секций.
2. Рассмотреть классификацию и типы дефектов секций трубопроводов, для правильного выбора метода ремонта.
3. Проанализировать технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций.
4. Рассмотреть технологию устранения дефекта методом установки композитной муфты на конкретном магистральном нефтепроводе;
5. Провести расчет на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода, а так же рассчитать геометрические параметры устанавливаемой муфты П1 и необходимого для её установки количества герметика и композитного состава.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

## ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Во время написания выпускной квалификационной работы, использовалась руководящая документация, а так же научная и учебно-методическая литература.

Опираясь на РД-23.040.00-КТН-201-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций», а так же РД-23.040.00-КТН-140-11 (с изм. №1, №2) «Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» был проведен анализ технологий устранения дефектов методом установки ремонтных конструкций. На конкретном примере был классифицирован дефект с помощью РД-23.040.00-КТН-090-07 (с изм. № 1-5) «Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов», установлен метод ремонта (РД-23.040.00-КТН-140-11 ) и рассмотрена технология проведения работ по установке муфты П1 (технология КМТ): РД-23.040.01-КТН-108-10 «Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов».

Расчеты на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода были проведены на основании документа СП 36.13330.2012 (Актуализированной версии СНиП 2.05.06-85\*), а расчет геометрических параметром муфты, а так же необходимого количества герметика и композитного состава для заполнения кольцевого зазора между трубой и составной муфтой П1 был проведен на основании РД-23.040.01-КТН-108-10 «Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов».

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Дубченко И.П..			Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций		
Руковод.		Крец В.Г.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						17	113
					Литературный обзор		НИ ТПУ гр. 2Б4А

Так же используя учебно-методическую литературу Лисина Ю.В., Сощенко А.Е. «Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России» был произведен анализ основных нормативных требований к технологиям устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций и рассмотрен ряд законодательных документов, таких как: ГОСТ Р ИСО 26000-2012 «Руководство по социальной ответственности»; и Федеральный Закон №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

## 1. ДЕФЕКТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Основной причиной снижения надежности магистральных нефтепроводов является накопление дефектов на секциях трубопровода. То есть любое несоответствие секции трубопровода с нормативными документами, будь то нарушение проходного сечения или изменение параметров стенки трубы, любая царапина или вмятина и др., будет считаться дефектом и как следствие может послужить причиной аварии нефтепровода.

Стоит отметить, важность умения правильно определять и классифицировать дефекты магистрального нефтепровода, чтобы корректно назначить соответствующий метод ремонта, который позволит повысить надежность секции на весь период эксплуатации трубопровода.

Опираясь на классификацию в РД [1] в зависимости от местонахождения и сочетания выделяют следующие типы дефектов секций нефтепроводов:

- 1) Дефекты определенного вида на участке секции (расстояние между дефектами больше четырех толщин стенки трубы)
- 2) Комбинированные дефекты на участке секции (расстояние между дефектами меньше четырех толщин стенки трубы)
- 3) Дефекты определенного вида в области сварных швов (примыкающие к сварному шву или расположенные на нём)
- 4) Дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями (дефекты, расположенные на секциях, где уже имеется не менее двух ремонтных конструкций)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций</i>		
Разраб.		Дубченко И.П.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крең В.Г.				19	113
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

## 1.1 Дефекты определенного вида на участке секции

Дефекты, у которых минимальное расстояние от границы одного дефекта до границы другого или до линии перехода шва к основному металлу больше значения четырех толщин стенки трубы называются дефектами определенного вида на участке секции. К ним относятся:

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

### 1) Дефекты геометрии трубы.

Таковыми дефектами принято считать дефекты, связанные с изменением формы трубы.

Вмятина - дефект, образованный в результате локального уменьшения проходного сечения трубы на длине меньшей, чем 1,5 номинального диаметра трубы, без излома оси нефтепровода, возникшее в результате поперечного механического воздействия.

Гофр – дефект в виде поперечных выпуклостей и вмятин стенки трубы, приводящий к уменьшению проходного сечения трубы и потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси нефтепровода (Рисунок 1.1).

					<i>Дефекты магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20



Рисунок 1.1 – Гофр [2]

Сужение – дефект в виде сужения сечения трубы длиной 1,5 номинального диаметра трубы и более, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности, при этом отношение номинального наружного диаметра  $D_n$  к номинальному измеренному наружному диаметру  $d$  составляет 2% и более (Рисунок 2).

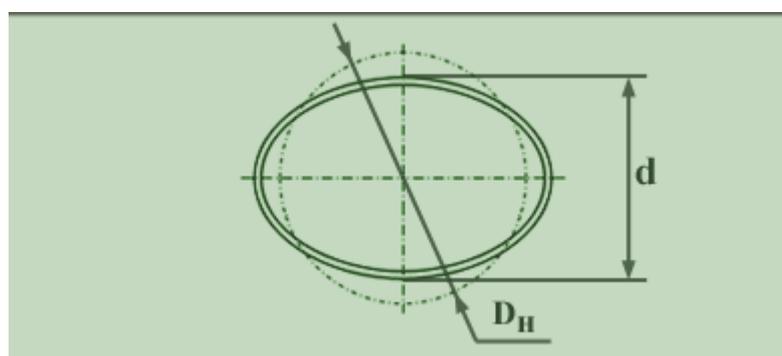


Рисунок 1.2 – Сужение [2]

## 2) Дефекты стенки трубы.

То есть дефекты, при которых изменяется толщина и структура стенки.

Потеря металла – дефект, в результате которого локально уменьшается толщина стенки. Причиной такого повреждения является коррозия. Потеря металла может быть как одиночной, так и объединенной (группа близко расположенных друг к другу потерь металла). Такие дефекты могут

					Дефекты магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

находиться как на внутренней, так и на внешней поверхности трубы (Рисунок 3).

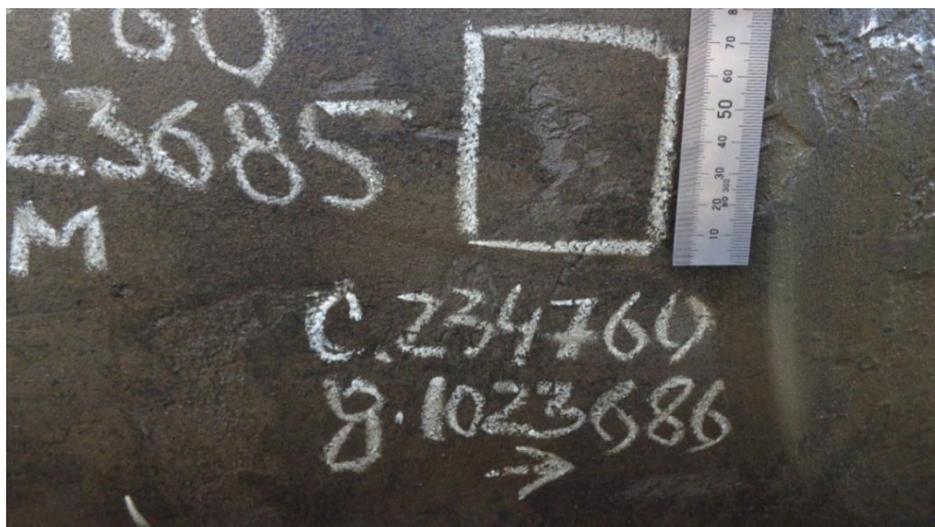


Рисунок 1.3 – Потеря металла

Уменьшение толщины стенки – дефект в виде плавного сужения толщины стенки секции трубопровода, полученный либо в процессе изготовления горячекатаной трубы или в результате технологического дефекта проката.

Риска – дефект поверхности трубы, в виде углубления, образующийся в результате перемещения твердого тела по телу трубы. Механические повреждения поверхности стенки трубы, будь то царапина, риска, поверхностная вмятина, продир и другие идентифицируются как риска. Данный дефект может находиться как на внешней, так и на внутренней поверхности трубы.

Расслоение – дефект, образующийся в результате внутреннего нарушения сплошности металла. Расслоение разделяет металл стенки на слои в продольном, либо поперечном направлении. Расслоения могут быть: внутренние, с выходом на внешнюю поверхность, с выходом на внутреннюю поверхность.

Трещина - разрыв металла стенки трубы. Они могут находиться как на внешней, так и на внутренней поверхности трубы (Рисунок 4).



Рисунок 1.4 – Трещина [2]

Дефекты поверхности – дефекты проката на поверхности стенки, не выводящие толщину стенки трубы за предельные размеры по ГОСТ.К таким дефектам относятся: раскатанное загрязнение, чешуйчатость, перегрев поверхности, рябизна вкатанная окалина, раковина от окалины.

Трещиноподобный коррозионно-механический дефект – трещина или группа трещин, увеличение которых определяется влиянием на металл коррозионной среды и напряжений.

### 3) Дефекты сварного соединения.

К дефектам сварного соединения относятся дефекты шва и околошовной зоны. Они подразделяются на дефекты поперечных сварных швов (кольцевой шов, содержащий один и более дефектов) и дефекты продольных и спиральных сварных швов.

К дефектам поперечных сварных швов относятся:

- Несплошность плоскостного типа (трещины, непровары и несплавления) ;
- Аномалия (поры, утяжины, чешуйчатость, наплывы, шлаковые включения, отклонения размеров шва от требований НД) ;

- Смещение кромок – дефект, при котором уровни внутренних и наружных поверхностей стенок не совпадают;
- Косой стык – дефект при котором продольные оси трубы с трубой, с катушкой или другой деталью расположены под углом друг к другу;
- Разнотолщинность стыкуемых труб – считается дефектом, если отношение толщины двух стыкуемых секций более 1,5. Разнотолщинность может не являться дефектом, если стыки, выполнены по специальным техническим условиям с соответствующей записью в журнале сварки в составе исполнительной документации.

К дефектам продольных и спиральных сварных швов относятся:

- Несплошность плоскостного типа (трещины, непровары и несплавления);
- Аномалия (поры, утяжины, чешуйчатость, наплывы, шлаковые включения, отклонения размеров шва от требований НД);
- Смещения сварного шва – несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных листов в стыковых сварных соединениях.

#### 4) Недопустимые соединительные детали.

Недопустимыми соединительными деталями называются детали не заводского изготовления. К деталям такого типа относятся:

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

					<i>Дефекты магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Предельный срок эксплуатации для соединительных деталей не заводского изготовления – 3 суток с момента обнаружения. А ремонт таких деталей производят методом вырезки.

#### **5) Недопустимые конструктивные детали и приварные элементы.**

Недопустимыми конструктивными деталями и приварными элементами называются детали, не соответствующие требованиям нормативной документации. К деталям такого типа относятся:

- Заплаты вварные и накладки
- Ремонтные конструкции, не разрешенные к применению действующим РД или ремонтные конструкции, под которыми обнаружено увеличение параметров дефектов;
- Временные ремонтные конструкции с истекшим предельным сроком эксплуатации;
- Накладные детали из частей труб;
- Кожухи, касающиеся стенки трубы;
- Отверстия в стенке трубопровода;
- Сварные присоединения не соответствующие НД;
- Конструктивные детали с истекшим предельным сроком эксплуатации.

#### **1.2 Комбинированные дефекты**

Дефекты, расстояние между границами которых, меньше или равно значению четырех толщин стенки трубы, принято считать комбинированными дефектами.

Согласно РД [1] выделяют следующие виды комбинированных дефектов:

- Вмятина в сочетании с потерей металла, механическим повреждением, трещиной, различными видами расслоений или касанием кожуха стенки трубы.

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

- Гофр в сочетании с потерей металла, механическим повреждением, трещиной или различными видами расслоений.
- Сужение в сочетании с потерей металла, механическим повреждением, трещиной, различными видами расслоений, вмятиной, гофром,.
- Внешняя потеря металла, примыкающая к месту касания кожухом стенки трубы.

### 1.3 Дефекты определенного вида в области сварных швов

Дефекты находящиеся вблизи линии перехода шва к основному металлу трубы, имеющие расстояние меньше или равное четырём значениям толщин стенки трубы называются дефектами определенного вида в области сварных швов.

Согласно РД [1] выделяют следующие виды дефектов определенного вида примыкающих к сварному шву или расположенных на нём:

- Вмятина в сочетании с дефектом сварного шва, с расслоением в области сварного шва, без дефектов сварного шва.
- Гофр без дополнительных дефектов в области сварного шва, в сочетании с дефектом сварного шва.
- Сужение без дополнительных дефектов в области сварного шва, в сочетании с дефектом сварного шва.
- Расслоение без дополнительных дефектов в области сварного шва, в сочетании с дефектом сварного шва.
- Потеря металла (глубиной более 0,2 толщины стенки трубы) без дополнительных дефектов в области сварного шва, в сочетании с дефектом сварного шва.

					<i>Дефекты магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

#### 1.4 Дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями

Секции, на которых установлено более двух муфт или тройников, за исключением случая установки двух муфт на сварные стыки секции и муфты или тройника по телу трубы.

Дефекты такого вида ремонтируются только методом вырезки.

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

## 2. ДИАГНОСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

### 2.1 Подготовка линейной части

Для того чтобы провести внутритрубную диагностику необходимо подготовить линейную часть нефтепровода к проведению работ по диагностированию его состояния.

Практика проведения дефектоскопии даёт возможность разработать план мероприятий, включающий в себя подготовительные, а так же диагностические работы, содержащий в себе следующие составляющие:

- наличие на диагностированном участке нефтепровода камер пуска и приём СОД;
- наличие оборудованных подъездных путей и разворотных площадок для безопасного доступа автотранспорта и грузоподъемных механизмов к камерам пуска и приёма СОД;
- диагностируемый участок нефтепровода должен быть очищен от парафино-смолистых отложений, металлических и посторонних предметов путём пропуска специальных очистных скребков;
- на диагностируемом участке должно быть установлено необходимое минимальное проходное сечение и устранены дефекты геометрии трубы для беспрепятственного пропуска снаряда-калибра;
- необходимость проведения обследования опор воздушных переходов;
- наличие необходимого количества маркерных точек постоянно зафиксированных на трассе нефтепровода;
- наличие постоянной скорости движения внутритрубного инспекционного прибора в период пуска;

					<i>Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Дубченко И.П.</i>			<i>Диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					28	113
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

- предупреждение случаев попадания в транспортируемый продукт осадков из резервуаров перед пропуском прибора;
- наличие постоянной связи персонала в процессе диагностических работ;
- разработка необходимых действий в случае возникновения нештатной ситуации (застревание прибора);
- наличие открытых линейных задвижек во время пропуска ВИП и устранение, либо замена неисправных;
- необходимость повторной очистки участка перед пропуском ВИП, в случаях, когда скребок доставил в приёмную камеру более 5 литров взвешенных и 0,5 литров твердых отложений;
- наличие на участке нефтепровода таких показателей как: скорость движения нефти менее 0,5 м/с, протяженность участка более 100 км, содержание парафина в продукте более 3% объемных частей, служит поводом для повторной очистки нефтепровода перед пуском ВИП.

При подготовке необходимо учитывать данные о предыдущей эксплуатации нефтепровода, которые включают следующие параметры: ситуационный план и профиль трассы, конструктивные и технологические параметры нефтепровода, режимы перекачки, данные об исследовании геометрии нефтепровода, результаты предшествующих инспекций, данные о ремонтных работах и ликвидации утечек на нефтепроводе и характеристики перекачиваемой нефти (в случаях проведения ультразвуковой дефектоскопии).

					<i>Диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 2.1.1 Очистка нефтепровода

Во избежание уменьшения пропускной способности и образования внутренних отложений на стенках трубопровода, в том числе при подготовке трубопровода для внутритрубной диагностики, необходимо проведение очистки внутренней полости нефтепровода специальными очистными устройствами.

Различают несколько видов очистки внутренней полости МН:

- Периодическая — с целью предупреждения развития внутренней коррозии и поддержания пропускной способности трубопроводов;
- Целевая — этап очистки и удаления остатков герметизаторов, после проведения ремонтно-восстановительных работ;
- Преддиагностическая — вид очистки полости нефтепровода обеспечивающий качественное проведение внутритрубной диагностики.

Очистка каждого участка нефтепровода должна проходить в соответствии с инструкциями, разработанными и утвержденными эксплуатирующей организацией.

Цикличность проводимой очистки устанавливается отдельно для каждого нефтепровода в зависимости от его эксплуатационных свойств, но реже 1 раза в квартал.

Согласно РД [3] к очистным устройствам предъявляются следующие требования:

Процесс очистки внутренней полости нефтепровода должен быть осуществлен специальными очистными устройствами с прилагающим к ним комплектом разрешительной и эксплуатационной документации:

					<i>Диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- паспорт;
- сертификат соответствия;
- инструкция по монтажу и эксплуатации;
- лицензия Гостехнадзора РФ на применение;
- заключение о взрывобезопасности;

Запрещается пропуск по нефтепроводу очистных устройств, не оснащённых передатчиками для контроля прохождения ОУ.

Количество пропускаемых очистных устройств перед проведением внутритрубных инспекций зависит от качества очистки последним очистным устройством.

Опыт очистных работ, проводимых при подготовке к пропуску внутритрубных инспекционных приборов, показывает необходимость производить от 6 до 14 пропусков очистных устройств.

По результатам очистки специалистами предприятия, выполняющего диагностические работы, принимается решение о производстве диагностических работ.

### **2.1.2 Требования к установке маркерных пунктов во время пропуска ВИП**

Установка маркерных пунктов во время пропуска ВИП производится в соответствии с «Планом расстановки маркерных пунктов по трассе нефтепровода», который разрабатывается для каждого участка нефтепровода и является приложением к паспорту на МН.

Все маркерные пункты должны быть привязаны к двух постоянным ориентирам (линии связи, вантузы, задвижки и т.п.) и занесены в схему установки маркерных пунктов.

					<i>Диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

План и схема установки маркерных пунктов составляются ОАО МН при подготовке «Технического задания на проведение внутритрубной диагностики».

Расстояние между маркерными пунктами должно составлять не более 2 км. Глубина залегания нефтепровода в местах расположения маркерных пунктов должна составлять не более 1,5 м.

## 2.2 Диагностика нефтепровода

В период строительства и эксплуатации линейной части на трубопроводе образуются различные дефекты, которые в дальнейшем при увеличении их параметров могут привести к аварийной ситуации.

Одной из самых важных задач при эксплуатации нефтепровода является своевременное обнаружение и ремонт данных дефектов. На линейной части выявление дефектов трубопровода производится с помощью специальных внутритрубных инспекционных приборов (ВИП).

Согласно РД [3] существует определенная последовательность проведения работ по ВТД участков МН, находящихся в эксплуатации:

- 1) подготовка (очистка) участка к пропуску калибровочного устройства;
- 2) пропуск снаряда-шаблона (СНШ) (при подготовке участка к диагностике магнитными дефектоскопами) за 32 дня до пуска ВИП;
- 3) пропуск профилемера (при подготовке участка к диагностике дефектоскопами WM, ДКУ (ДКК) за 32 дня до пуска ВИП;
- 4) преддиагностическая очистка внутренней полости нефтепровода;
- 5) проверка результатов очистки;
- 6) пропуск ВИП;
- 7) обработка результатов пропуска ВИП, подготовка и выдача технического отчета;
- 8) проведение ДДК.

					<i>Диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Обследование нефтепровода должно осуществляться последовательно всеми типами ВИП, согласно плану диагностического обследования МН.

Разработана определенная последовательность диагностики участков нефтепровода при пропуске ВИП:

- 1) профилемер;
- 2) магнитный дефектоскоп MFL;
- 3) ультразвуковой дефектоскоп CD;
- 4) ультразвуковой дефектоскоп WM.

При движении по трубе с потоком перекачиваемой нефти в блок данных прибора собирается вся информация о текущем состоянии обследуемого участка и дефектах, находящихся на внешней и внутренней поверхности стенок трубы с привязкой их к маркерным пунктам, расположенным по оси нефтепровода (Рисунок 2.1).

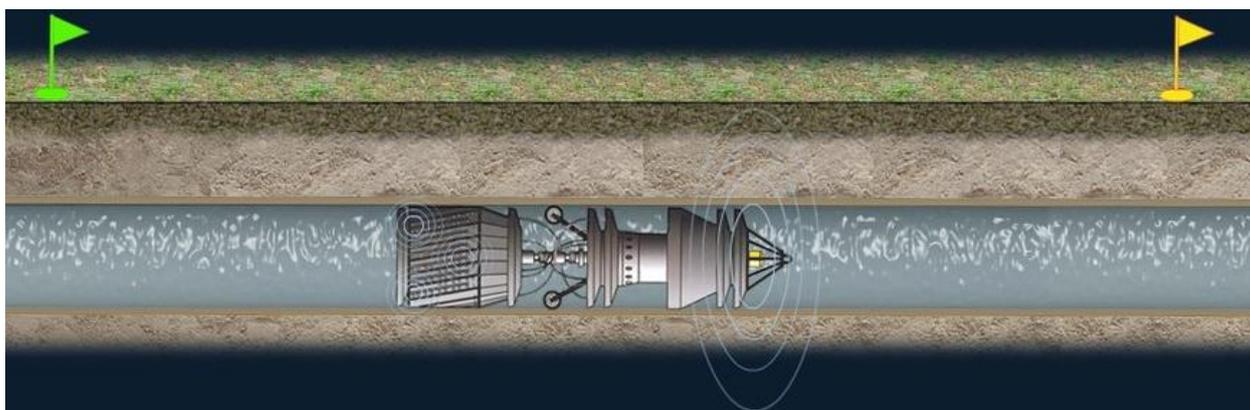


Рисунок 2.1- Проведение ВИП ультразвуковым дефектоскопом WM в виртуальном нефтепроводе

### 1) Профилемер.

Профилемер – прибор, используемый при внутритрубной диагностике для обнаружения геометрических дефектов (вмятин, гофр, овальностей и др.), которые могут способствовать застреванию инспекционных диагностических устройств.

					<i>Диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

Принцип работы устройства заключается в использовании множества щупов, касающихся внутренней полости трубопровода для мониторинга геометрии трубы.

Примером метода получения геометрической информации о трубопроводе является внутритрубный профилемер «Калипер»

Необходимое минимальное проходное сечение трубопровода для пропуска профилемера составляет 70%.

Чувствительность измерительной системы прибора составляет +2 мм. Точность измерения высоты вмятин на прямых участках трубопровода составляет 0,4–0,6 % относительно внешнего диаметра трубы.

За один прогон прибора может быть обследован участок нефтепровода длиной от 300 до 350 км.

В запоминающем устройстве фиксируется и хранится информация о данных спайдера, углов поворота, сигналов одометра, сигналов маркерных передатчиков, в том числе временных отметов.

После пропуска профилемера по трубопроводу вся собранная информация о геометрических дефектах распечатывается.

## 2) Магнитный дефектоскоп MFL.

Устройство, позволяющее обнаруживать следующие виды дефектов:

- геометрические дефекты, примыкающие к сварным швам или расположенные на них;
- геометрические дефекты в сочетании с потерей металла (точечные, либо сплошные);
- механические повреждения такие как: царапины, риски, задиры и др.;

					<i>Диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

- трещина расположенные на сварных швах и теле трубы (поперечно ориентированные);
- расслоения с выходом на поверхность;
- дефекты или смещения поперечного шва;
- разнотолщинность;
- недопустимые ремонтные конструкции и методы ремонта.

Магнитные дефектоскопы типа MFL не выявляют такие дефекты как: дефекты геометрии, глубиной менее 2 %; продольные трещинообразные дефекты, в том числе в сварных швах; дефекты, расположенные под углом более  $\pm 15^\circ$  от поперечной оси трубопровода.

Магнитный контроль основан на индикации эффекта взаимодействия магнитного поля с контролируемым объектом. Если в намагниченном металле встречаются области с дефектами-несплошностями, магнитная проницаемость которых отличается от магнитной проницаемости основного металла, появляются магнитные поля рассеяния, выходящие наружу. Индикация этих полей позволяет получить информацию о дефектах.

					<i>Диагностика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

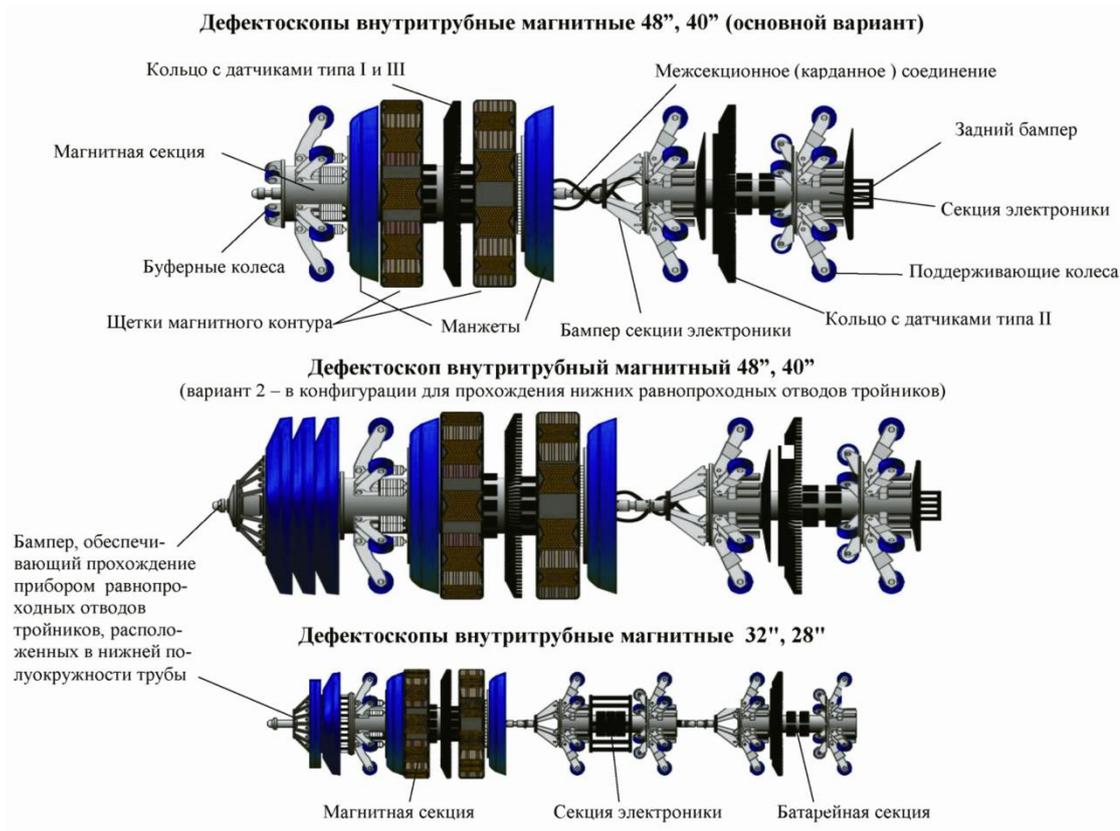


Рисунок 2.2 — Магнитный дефектоскоп типа MFL

### 3) Ультразвуковой дефектоскоп CD.

Устройство, позволяющее обнаруживать следующие виды дефектов:

- геометрические дефекты, примыкающие к сварным швам или расположенные на них;
- механические повреждения такие как: царапины, риски, задиры и др.;
- трещина расположенные на сварных швах и теле трубы (поперечно ориентированные);
- расслоения с выходом на поверхность;
- дефекты или смещения поперечного шва;
- дефекты поверхности;

Ультразвуковые дефектоскопы типа CD не обнаруживают: дефекты геометрии типа овальности; коррозионные дефекты; расслоения; дефекты, расположенные под углом более  $\pm 10^\circ$  от продольной оси трубопровода.

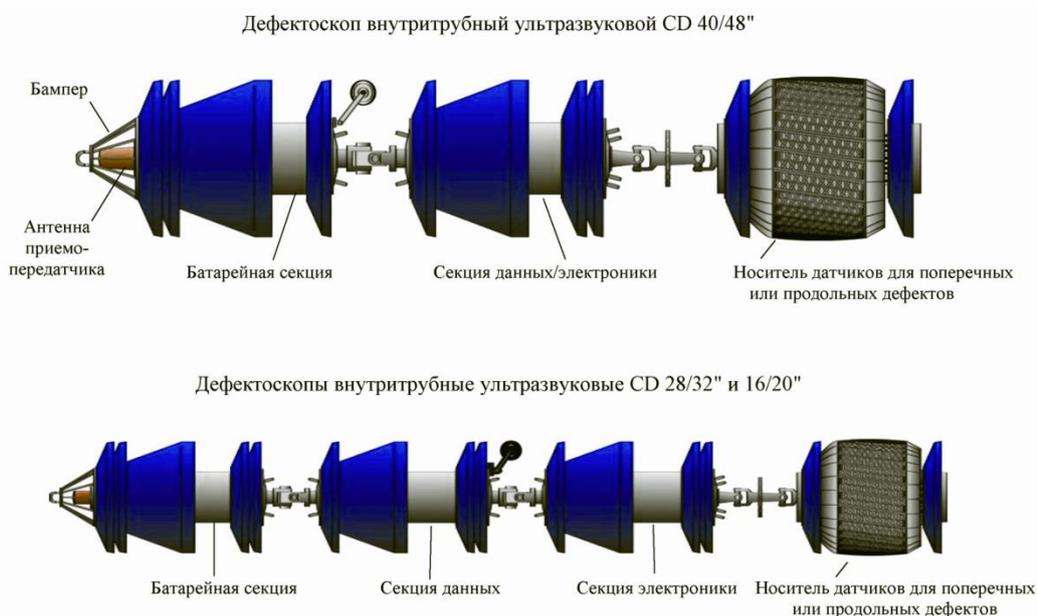


Рисунок 2.3 — Внутритрубные ультразвуковые дефектоскопы типа CD

Внутритрубный дефектоскоп типа CD (Рисунок 2.3) включает в себя несколько стальных герметичных секций и носитель датчиков. Батарейная секция имеет приемопередатчик и три одометрических колеса, два из которых работают в системе измерения расстояния, а третий участвует в назначении частоты опросов датчиков. При вращении этого колеса, независимо от скорости движения (в диапазоне скоростей от 0,25 до 1 м/с), через каждые 2–3 мм дистанции вырабатывается сигнал на запуск ультразвуковых систем. При скорости более 1 м/с ультразвуковые системы запускаются с постоянной частотой от встроенного генератора, что приводит к уменьшению разрешающей способности прибора, а при обследовании поперечных дефектов и к необнаружению части дефектов.

#### 4) Ультразвуковой дефектоскоп WM.

Устройство, позволяющее обнаруживать следующие виды дефектов:

- геометрические дефекты, примыкающие к сварным швам или расположенные на них;
- геометрические дефекты в сочетании с потерей металла (точечные, либо сплошные);
- механические повреждения такие как: царапины, риски, задиры и др.;
- расслоения тела трубы с выходом на поверхность и расслоения в околошовной зоне;
- дефекты или смещения поперечного шва;
- разнотолщинность;
- недопустимые ремонтные конструкции и методы ремонта.

Ультразвуковые дефектоскопы типа WM не выявляют дефекты геометрии типа овальности, трещиноподобные дефекты (продольные и поперечные), дефекты сварных швов.

Ультразвуковой дефектоскоп типа WM (Wall thickness Measurement — измерение толщины стенки) - это автономное устройство, используемое для обследования дефектов нефтепроводов с помощью метода ультразвуковой толщинометрии с ультразвуковыми датчиками.

Принцип работы данного прибора заключается в считывании ультразвуковых сигналов передаваемых от внутренней и наружной поверхности, позволяя определять дефекты стенки трубы, такие как: потери металла, несплошности, расслоения, шлаковые и иные включения.

Ультразвуковой дефектоскоп типа WM (Рисунок 2.4) включает в себя несколько стальных цилиндрических герметичных секций и носителя

датчиков соединенных между собой при помощи кабелей и карданных соединений.

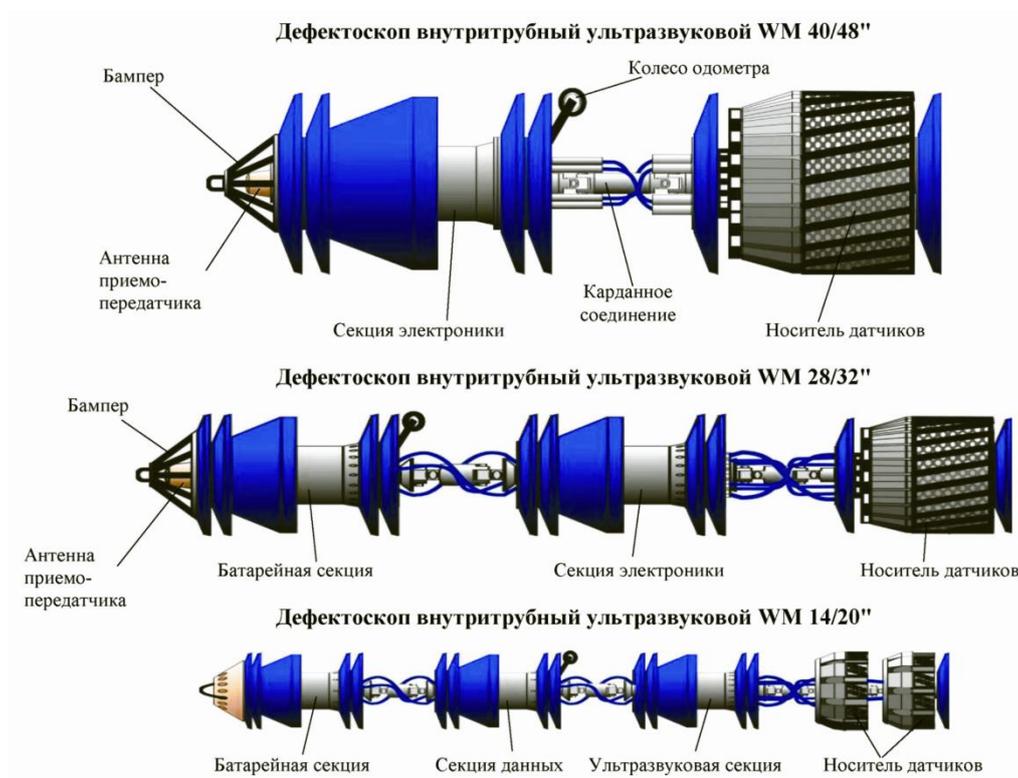


Рисунок 2.4 — Ультразвуковые дефектоскопы типа WM

После обработки полученных данных в центре технической диагностики «Диаскан» формируется отчет на основании которого на каждую секцию с дефектом или с дефектами составляется сертификат с указанием места положения дефектной секции и смежной с ней секций на диагностируемом участке нефтепровода. Расположения дефекта или дефектов на трубной секции. Основных характеристик дефекта или группы дефектов. Данные об ориентирах с привязкой дефектов. Ориентирами могут являться маркерные пункты, задвижки, вантузы и другие объекты линейной части выходящие на поверхность.

### 3.ПРОВЕДЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ДЕФЕКТОСКОПИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

С целью уточнения параметров дефектов обнаруженных внутритрубными инспекционными приборами, а так же для выявления дополнительных дефектов необнаруженных при внутритрубной диагностике на магистральных и технологических трубопроводах проводится дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК).

ДДК выполняют специалисты дефектоскопической службы ОАО МН или сторонних организаций, которые должны быть аттестованы в соответствие с требованиями «Правил аттестации персонала в области неразрушающего контроля», иметь квалификацию не ниже 2-го уровня по применяемым методам, а так же знать нормативно-техническую документацию по ДДК, действующую в данной организации.

При проведении ДДК применяются следующие методы контроля (Таблица 3.1):

					<i>Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Дубченко И.П.</i>			<i>Проведение дополнительного дефектоскопического контроля</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					40	113
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Таблица 3.1 – Методы контроля

Метод контроля	Описание	
<b>Визуально-измерительный</b>		<p>Основан на наблюдениях и регистрации в оптическом диапазоне спектра видимых дефектов металла, а так же отклонение металла продукции от заданных форм и размеров.</p>
<b>Ультразвуковой</b>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div> <p>Используется для контроля дефектов основного металла и сварных швов. Определения толщины стенки трубы в зоне контроля (ультразвуковой толщиномер, ультразвуковой дефектоскоп УД2-70, контактный пьезоэлектрический преобразователь).</p>	

Продолжение таблицы 3.1

<p><b>Магнитопорошковый</b></p>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div> <p>Предназначен для выявления поверхностных и подповерхностных несплошностей металла (трещин, закатов, включений, расслоений) за счет обнаружения магнитных полей, возникающих вблизи дефектов после намагничивания зоны контроля.</p>
<p><b>Капиллярный</b></p>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;">  </div> <p>Используется для выявления поверхностных несплошностей металла (трещин, закатов, расслоений) с выходом на поверхность. За счет проникновения индикаторной жидкости в полости поверхностных дефектов и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом.</p>

Продолжение таблицы 3.1

<p><b>Вихрегоковый</b></p>	<p>Производится с высоким уровнем чувствительности, позволяющим обнаруживать дефекты с минимальными размерами.</p>	 <p style="text-align: center; color: yellow;">Вихрегоковые дефектоскопы</p>
----------------------------	--	---

Перед проведением ДДК необходимо подготовить поверхность нефтепровода:

- определить зону контроля;
- подготовить поверхность трубы в зоне контроля (снять изоляцию, зачистить поверхность от продуктов коррозии, окалины, грязи, масла и др. загрязнений препятствующих проведению ДДК)/

Зачистка поверхности может производиться: скребками, металлическими щетками, напильником, абразивным кругом или наждачной бумагой.

#### 4. МЕТОДЫ РЕМОНТА ДЕФЕКТНЫХ СЕКЦИЙ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Не так давно, пожалуй, основным методом ремонта дефектной секции была вырезка дефектного участка с последующей его заменой на новую секцию. Стоимость ремонта таким методом исчисляется миллионами, а то и миллиардами рублей, поскольку данный процесс ремонта требует остановки транспортируемого нефтепродукта, что приводит к нарушениям сроков поставки, не говоря уже о сложности и трудоёмкости проведения данных работ.

В настоящее время в трубопроводном транспорте нефти существует множество различных способов ремонта дефектных участков трубы. Согласно РД [4] ремонт всех трубных дефектных секций МН должен осуществляться только разрешенными методами, перечисленными в РД, все остальные методы неуказанные в РД относятся к неразрешенным и запрещены для использования (Рисунок 4.1).

					<i>Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Дубченко И.П.</i>			<i>Методы ремонта дефектных секций магистрального нефтепровода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					<i>44</i>	<i>113</i>
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						



Рисунок 4.1 - Классификация разрешенных методов ремонта [4]

Разрешенные методы ремонта МН разделяют на временные и постоянные.

К временным методам ремонта относятся методы, позволяющие восстановить несущую способность нефтепровода на определенный период времени.

К методам же постоянного ремонта относятся такие методы, которые позволяют восстановить несущую способность на весь срок эксплуатации.

Выше перечисленная классификация получена на основе экспериментальных исследований, которые легли в основу настоящего РД [4] используемого в ПАО «Транснефть» и регламентирующего методы ремонта магистрального нефтепровода. На испытательном стенде все методы ремонта и ремонтные конструкции подвергались нагрузке сопоставимой с реальным эксплуатационным режимом нефтепровода. Те ремонтные конструкции и методы ремонта, которые выдержали 10000 циклов нагрузок и испытаний отнесли к постоянным методам ремонта. Ремонтные конструкции, не выдержавшие определенного количества циклов, отнесены к временным методам ремонта.

Рассмотрим постоянные методы ремонта (Таблица 2). Ремонтные конструкции так же относятся к постоянным методам, но их целесообразней рассмотреть отдельно, поскольку они являются основной темой данной работы.

Таблица 4.1 – Методы ремонта магистрального нефтепровода [4]

Метод ремонта	Описание метода ремонта
Шлифовка	Снятие в зоне дефекта путем шлифования слоя металла для восстановления плавной формы поверхности стенки трубы. Ремонт дефектов глубиной до 20 % от номинальной толщины стенки
Заварка	Восстановление толщины стенки трубы в местах потери металла и сварного шва методом наплавки. Ремонт дефектов стенки трубы с остаточной толщиной стенки не менее 5 мм
Вырезка	Вырезка секции или участка секции с дефектом из трубопровода и замена бездефектной катушкой

Замена участка	Замена участка трубопровода длиной более заводской длины трубы с дефектами на трубы, отвечающие требованиям СНиП 2.05.06-85*
----------------	--

Далее рассмотрим детально существующие виды ремонтных конструкций, используемые для устранения дефектов на магистральном нефтепроводе.

					Методы ремонта дефектных секций магистрального нефтепровода	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5. РЕМОНТНЫЕ КОНСТРУКЦИИ

В компании ПАО АК «Транснефть» разработан перечень видов ремонтных конструкций. В зависимости от типа дефекта, параметров и расположения выбирается соответствующий метод ремонта для его устранения [4].

И так, рассмотрим виды ремонтных конструкций:

### 5.1 Муфты композитные

Этот тип муфт состоит из несколько похожих друг на друга модулей, которые прикрепляются на трубопровод с определенным зазором и свариваются вместе с последующим заполнением этого зазора специальным композитным составом.

Такой вид муфт позволяет производить ремонт нефтепроводов с диаметром от 325 до 1220 мм и считается довольно универсальным методом ремонта.

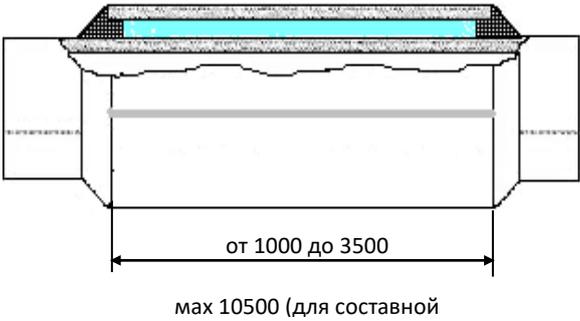
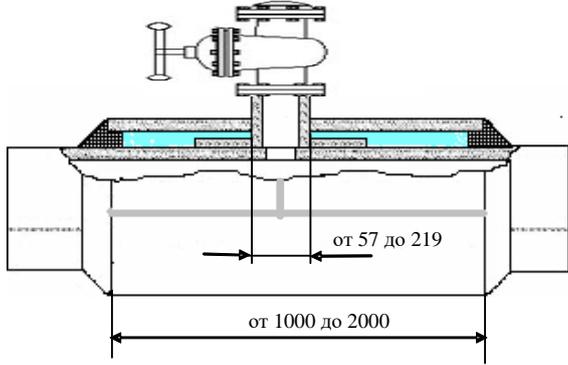
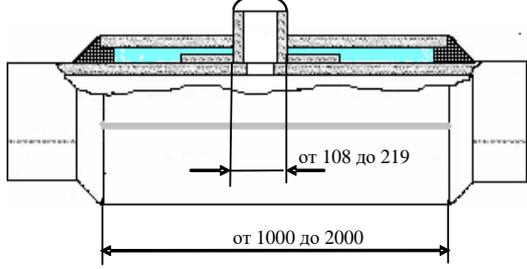
Используется при ремонте внешних потерь металла трубы в результате механического или коррозионного повреждения.

Концы кольцевого зазора заполняются затвердевающим в течение 1 ч герметиком. Образовавшийся объем между трубой и муфтой заполняется композитным составом, затвердевающим до требуемой прочности в течение 24 ч.

Компания ПАО «Транснефть» предлагает следующие виды данной ремонтной конструкции (Таблица 5.1):

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций</i>			
Разраб.		Дубченко И.П.			<i>Ремонтные конструкции</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					48	113
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Таблица 5.1 – Муфты композитные [4]

Обозначение	Ремонтная конструкция	Описание ремонтной конструкции
П1, П1ВД	 <p>от 1000 до 3500 макс 10500 (для составной)</p>	Композитная муфта, устанавливаемая по технологии КМТ
П1В	 <p>от 57 до 219 от 1000 до 2000</p>	Композитная муфта для ремонта вентузов, устанавливаемая по технологии КМТ
П1П7	 <p>от 108 до 219 от 1000 до 2000</p>	Композитная муфта для ремонта отверстий, патрубков ремонтной конструкции П7, устанавливаемая по технологии КМТ

## 5.2 Муфты обжимные приварные

Технология установки данной конструкции заключается в обжатие ремонтного участка трубопровода с последующей приваркой. Причем муфта приваривается с помощью кольцевых швов к рабочему телу трубы, однако важно не допустить зазоров между ремонтной конструкцией и трубопроводом, только в таком случае установленная муфта обеспечит герметизацию дефекта.

Данная технология позволяет обеспечить ремонт непрерывных участков протяженностью от 10 м и более.

Участок нефтепровода, на котором установлен такой вид ремонтной конструкции в значительной степени понижает шанс разрушения этого участка, за счёт компенсации напряжений в месте его приварки (от 35 до 70%)

ПАО «АК «Транснефть» предлагает только один вид конструкции данной технологии типа П2В2 (Рисунок 5.1).

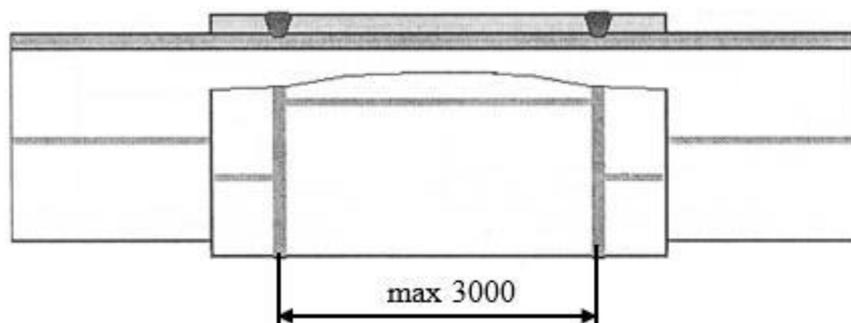


Рисунок 5.1 – Муфта стальная обжимная типа П2В2 [4]

## 5.3 Муфты необжимные приварные (временные)

Технология установки данной конструкции заключается в приваривании муфты к трубе с зазором на технологических кольцах.

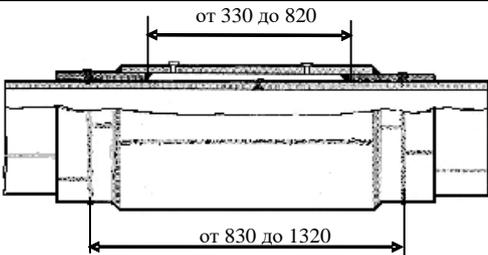
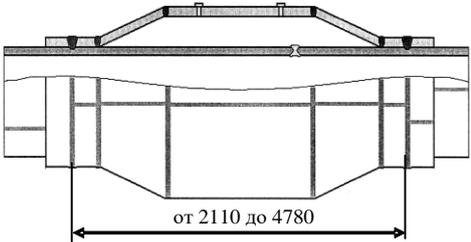
Такой тип муфт применяется при временном ремонте магистральных нефтепроводов, в случае возникновения аварийной ситуации (аварийный ремонт).

					Ремонтные конструкции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Так как данная ремонтная конструкция относится к временным методам ремонта, то применение разрешается только при условии её последующей замены на конструкцию, относящуюся к методам постоянного ремонта.

Компания ПАО АК «Транснефть» использует следующие виды данной ремонтной конструкции (Таблица 5.2):

Таблица 5.2 – Муфты неосложненные приварные (временные) [4]

Обозначение	Ремонтная конструкция и её описание
В1	 <p data-bbox="454 952 1481 1057">Приварная неосложненная муфта с технологическими кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью.</p>
В2	 <p data-bbox="454 1355 1481 1460">Приварная муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью.</p>

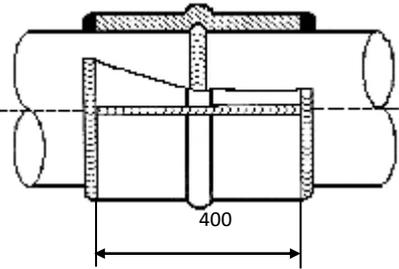
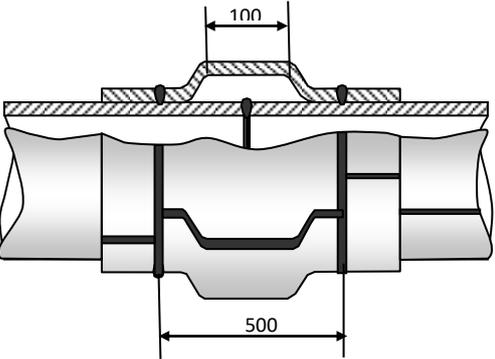
## 5.4 Галтельные муфты

Технология установки данной конструкции заключается в приваривании муфты, в которой имеется полость для заполнения антикоррозионной жидкостью шириной до 100 мм к телу трубы.

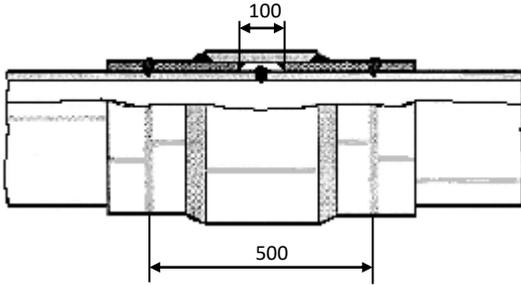
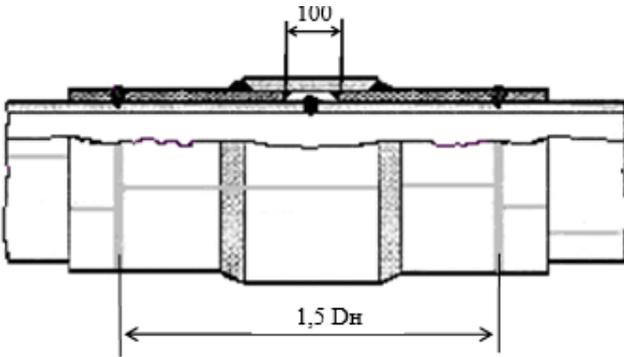
Такие муфты используются при ремонте дефектов образующихся на поперечных сварных швах между секциями нефтепровода или дефектов типа гофр.

Компания ПАО «Транснефть» использует следующие виды данной ремонтной конструкции (Таблица 5.3):

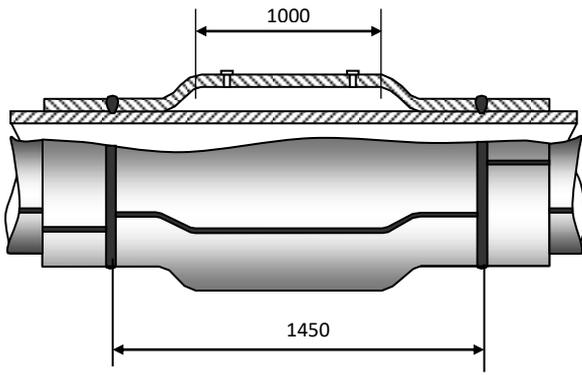
Таблица 5.3 – Галтельные муфты [4]

Обозначение	Ремонтная конструкция и её описание	
ПЗ, ПЗВД		<p>Предназначена для ремонта поперечных сварных швов.</p> <p>Такая ремонтная конструкция состоит из двух стальных полу муфт, соединенных продольными сварными швами.</p>
П4, П4ВД		<p>Предназначена для ремонта возникших дефектов на поперечных сварных швах и чопках, имеющая короткую полость, которая в свою очередь заполняется антикоррозионной жидкостью.</p>

Продолжение таблицы 5.3

<p>П5</p>		<p>Данная муфта так же используется при ремонте дефектов на поперечных сварных швах и состоит из двух стальных полумуфт и специальных подкладных технологических колец.</p>
<p>П5У</p>		<p>Удлиненная, аналогичная муфте П5. Такая муфта имеет удлиненную конструкцию, состоящую из двух стальных полумуфт, которая используется для ремонта дефектов поперечного сварного шва и его области в зонах 100 мм в каждую сторону от шва. Её отличие от П5 заключается в том, что конструкцию можно использовать не только для ремонта самого поперечного шва, но и дефектов стенки трубы, однако расположенных не дальше чем на 100 мм от сварного шва по обе стороны.</p>

Продолжение таблицы 5.3

<p>П6, П6ВД</p>	<div style="text-align: center;">  </div> <p>Удлиненная ремонтная конструкция, предназначенная для ремонта дефектов гофр со специальной внутренней полостью (шириной до 1000 мм) заполняемой специальной антикоррозионной жидкостью.</p>
-----------------	--

### 5.5 Патрубки

Следующий вид ремонтных конструкций, используется при ремонте отверстий в стенке трубы и патрубков и состоит из эллиптической заглушки, патрубка и усиливающего воротника. Патрубки должны изготавливаться согласно принятому технологическому процессу, а материалы должны быть сертифицированы и иметь паспорт и соответствующую маркировку.

При установке патрубков необходимо соблюдать последовательность:

- перед началом работ производится разметка трубы
- производится подготовка рабочей поверхности части нефтепровода
- кромки патрубка должны быть предварительно подогреты
- сварка
- контроль сварных соединений
- изоляционные работы

Компания ПАО АК «Транснефть» использует один вид данной ремонтной конструкции (Рисунок 5.2):

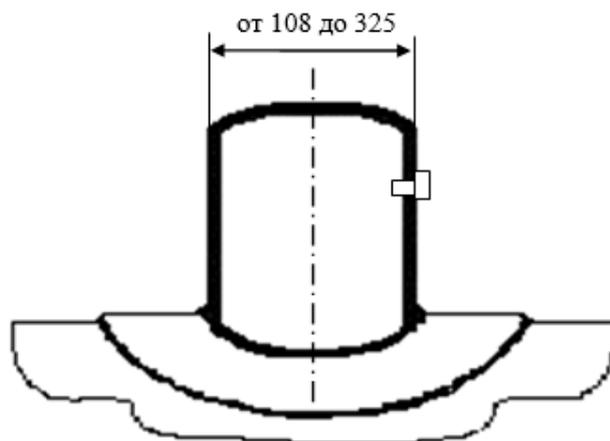


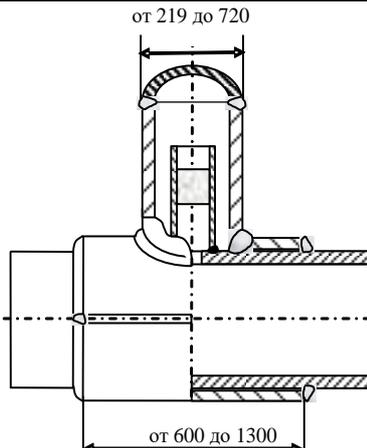
Рисунок 5.2 - Патрубок с усиливающей накладкой типа П7 [4]

### 5.6 Муфтовые тройники

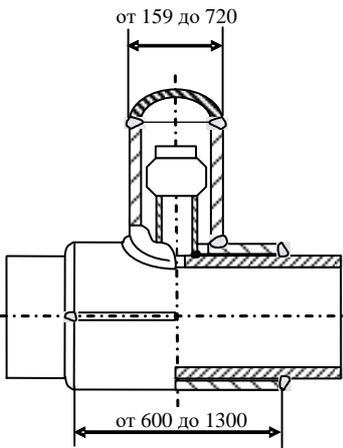
Данная ремонтная конструкция комплектуется простой полумуфтой, а так же полумуфтой с отверстием под патрубок ответвления и патрубок ответвления.

Компания ПАО АК «Транснефть» использует несколько видов этой ремонтной конструкции, которые выбираются в зависимости от вида дефекта, его размеров и расположения (Таблица 5.4):

Таблица 5.4 – Муфтовые тройники [4]

Обозначение	Ремонтная конструкция и её описание
П8, П8ВД	 <p data-bbox="454 1803 1476 1982">Используется при ремонте отверстий, вантузов, сигнализаторов пропуска средств очистки и диагностики, патрубков и отборов давления.</p>

Продолжение таблицы 5.4

<p>П9, П9ВД</p>	<div style="text-align: center;">  </div> <p>Муфтовый тройник заводского изготовления. Главным отличием муфтового тройника типа П9 и П9ВД от тройника типа П8 и П8ВД является его изготовление в заводских условиях.</p>
-----------------	--

При установке муфтовых тройников необходимо соблюдать последовательность:

- 1) Аналогично установки патрубка проводится разметка трубы и подготавливается рабочая поверхность.
- 2) Монтажные и сварочные работы. Для муфтового тройника П8 проводят в следующем порядке: две полумуфты свариваются между собой двумя продольными швами и привариваются к основной трубе с торцов, далее приваривается патрубок общим швом к основной трубе.
- 3) Контроль сварных соединений.
- 4) Изоляционные работы.

### 5.7 Чопы герметизирующие

Следующий вид ремонтных конструкций, представляет собой своего рода стальные пробки в форме конического цилиндра, применяемые для

устранения сквозных отверстий с последующей их герметизацией путём проварки.

В настоящий момент герметизирующие чопы устанавливаются двух видов:

- 1) Гладкие чопы -герметизирующий чоп устанавливаемый его забивкой на глубину стенки трубы и обваркой по контуру (рис. 15).
- 2) Резьбовой чоп (болт) – герметизирующий чоп с резьбой заворачиваемый в отверстие трубопровода и затягиваемый динамометрическим ключом с последующей обваркой по контуру

Обварку важно проводить только после герметизации всех отверстий находящихся в области установки чопы.

Установку чопов производят на нефтепроводах с толщиной стенки от 8 до 19 мм

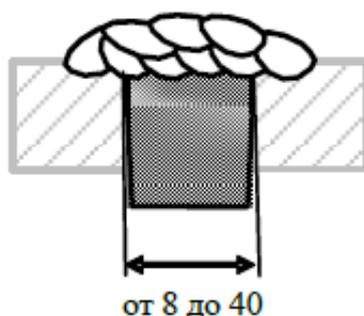


Рисунок 5.3 - Чоп герметизирующий типа П10 [4]

### 5.8 Требования к проведению ремонта и ремонтным конструкциям

При ремонте дефектов к ремонтным конструкциям должны соблюдаться следующие требования:

- 1) При ремонте дефектов необходимо придерживаться сроков, не превышающих предельные сроки эксплуатации, согласно требованиям РД.
- 2) Поврежденную секцию необходимо отремонтировать шлифовкой, заваркой, установкой РК в соответствии с требованиями РД.

					<i>Ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

- 3) Ремонтная конструкция (РК) должна отвечать нормативной документации на её изготовление и установку.
- 4) При наличии на секции установленных двух муфт, установка третьей РК не допускается.
- 5) Если на дефектной секции уже установлены соединительные детали и приварные элементы, то использование РК категорически запрещается, а ремонт проводится методом вырезки в соответствии с РД.
- 6) Дистанция между торцами муфт не должна быть меньше  $1,65 \cdot D_n$ .
- 7) Для ремонтной конструкции типа П1 при дефектах сварного шва, коррозии или трещины, величина перекрытия не должна быть меньше  $1,65 \cdot D_n$ , а для других – не менее  $0,5 \cdot D_n$ .
- 8) Сварные швы элементов ремонтной конструкции не должны быть ближе 100 мм к сварным швам присоединений и патрубкам.

В процессе устранения дефектов на нефтепроводе методом ремонтных конструкций работы должны выполняться при снижении давления в трубе до 2,5 МПа.

При проведении ремонта в паспорте нефтепровода необходимо отмечать каждый ремонт. А применение ремонтных конструкций, не имеющих техническую документацию (паспорт, конструкторская документация), а так же изготовление ремонтных конструкций в полевых условиях запрещается.

Все ремонтные конструкции должны иметь соответствующую документацию (сертификат, паспорт), маркировку и изготавливаться строго в заводских условиях на основании технической документации.

Муфты должны изготавливаться из труб не бывших в эксплуатации, не имеющих швов, а так же труб, которые предназначены непосредственно для строительства нефтепровода.

При изготовлении муфт применяются стали низколегированных марок (17Г1С-У, 13Г1С-У, 10ХСНД, 09Г2С) или аналогичные им.

					<i>Ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
						58
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Ремонтная конструкция (муфта) должны быть не тоньше толщины стенки ремонтируемого нефтепровода. Если металл, из которого изготовлена муфта, имеет меньшую нормативную прочность, то номинальная толщина такой муфты увеличивается согласно расчетам по СНиП 2.05.06-85\* «Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы» [6] (п. 7.3). Толщина стенки муфты при этом не должна превышать толщину стенки нефтепровода свыше чем на 20%, превышение данного процента допускается лишь при округлении величины муфтовой стенки до значения толщины листа, который является стандартным.

Элементы ремонтной конструкции (муфты) должны иметь одинаковую толщину.

Перед установкой муфт тщательно подготавливается рабочая поверхность трубопровода. А для выбора оптимального вида ремонтной конструкции необходимо знать параметры, а так же расположение дефекта с последующим составлением дефектоскопического контроля.

Поверхность ремонтной конструкции (муфты) не должна иметь дефекты (трещины, задиры, закаты, вмятины), эксплуатация таких муфт не допускается.

Так же перед установкой муфты необходимо выполнить проверку стенок трубопровода, к которым будет привариваться ремонтная конструкция, расположение дефектов в таких местах не допускается.

Во время проведения ремонта с использованием ремонтных конструкций (муфт) запрещен подъем и опускание нефтепровода.

После установки муфты поверхность сварных швов проверяются в соответствии с РД РД-19.100.00-КТН-001-10 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов» [7].

					<i>Ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

## 5.9 Обзор современных ремонтных конструкций

### 1) Технология бандажирования.

Исследуемая технология находит своё применение в других странах. Метод бандажирования по принципу часовой пружины (Clock Spring) был в своё время разработан в Америке.

Замысел метода состоит в том, что место на трубе, где обнаружен дефект, перекрывается высокопрочной лентой в несколько слоев, далее на поверхность ленты наносится клеевой состав (Рисунок 5.4);



Рисунок 5.4 Установка ремонтной манжеты методом бандажирования (ClockSpring) [9]

Манжета изготавливается из ленты, толщиной 1,5 мм и армированной высокопрочным стекловолокном. Лента, напоминающая часовую пружину, спирально-кольцевой формы, придаёт плотное охватывание трубы большего диаметра. Дефект, вмятина, места продольных сварных швов заполняются быстросохнущей мастикой, имеющей высокую сопротивляемость к сжатию для передачи сжимаемых нагрузок. Во время установки манжеты каждый

					Ремонтные конструкции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

виток ленты покрывается специальным клеем (адгезивом). Исходя от требуемой долговечности, количество слоёв (витков) композиционной ленты в манжете накладывают от шести до восьми, следовательно общая толщина образуется в пределах от 10 до 14 мм соответственно (Рисунок 5.5).



Рисунок 5.5 Завершающий этап установки ремонтной манжеты (ClockSpring) [9]

Муфта со всех сторон должна перекрывать дефект не менее, чем на 50 мм, а ширина одной ремонтной манжеты должна быть не более 280 мм, тогда как при ремонте протяжных дефектов (более 280 мм) следует применять составную конструкцию состоящую из несколько, расположенных вплотную манжет, а так же устанавливать в стык соответствующее количество муфт. [6].

Во время проведения ремонтных работ рекомендуется снизить давление в трубопроводе до 50% от рабочего, не останавливая при этом перекачки.

Данная технология (Clock Spring) даёт возможность производить ремонт трубопроводов диаметром до 1440 мм и с дефектами следующих видов:

- 1) Вмятины глубиной до 10% от диаметра трубы, включая дефекты потери металла на них;

- 2) Расслоение внутри основного металла трубы
- 3) Отсутствие металла коррозионного и механического вида на внешней поверхности трубы и не примыкающего к сварным швам, глубиной до 80% толщины стенки;
- 4) Отсутствие металла на внешней поверхности трубы и примыкающего к поперечным сварным швам, глубинно до 50% толщины стенки и длиной вдоль шва до 1/3 длины окружности, причем допускается сошлифовка валика сварного шва.

Упомянутые дефекты анализируемой технологии устраняются как на прямых, так и изогнутых участках трубопровода.

Рассматриваемая технология ремонта имеет так же несколько серьезных недостатков:

- 1) Невыполнимость ремонта дефектов утраты металла на внутренней поверхности трубы;
- 2) Невыполнимость ремонта дефектов утраты металла с острым профилем (задиры, царапины) и трещин в продольных и кольцевых сварных швах;
- 3) Наличие протяженных дефектов требует изготавливать несколько рядом расположенных муфт, заделывая стыки между ними адгезивом, что в свою очередь ведёт к повышению в несколько раз трудоёмкости и стоимости ремонта, и это не гарантирует на герметичность кольцевых стыков;
- 4) Высокая привязанность времени отверждения мастики и адгезива к температуре окружающей среды, кроме того, имеет место человеческий фактор при определении необходимого количества отвердителя.

					Ремонтные конструкции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

## 5.10 Сравнение технологий ремонта методом установки муфт

Все ремонтные конструкции, применяемые для устранения дефектов на магистральных нефтепроводах, имеют свои преимущества и недостатки. Для выбора наиболее оптимального варианта проводятся экономически-сравнительные исследования.

Наиболее детально преимущества и недостатки технологии методом установки ремонтной конструкции исследовал Черняев К.В. в своей работе. Сравнивая различные виды муфт, по принципу эффективности ремонта из данного анализа делаем вывод, что композитно-муфтовая технология (КМТ) получилась наиболее эффективной (Таблица 6.5).

Таблица 5.5 – Экономически-сравнительные исследования ремонтных конструкций

Принципы эффективности ремонта	Стальные обжимные муфты	Метод бандажирования	Композитно-муфтовая технология (КМТ)
Проведение ремонта без остановки перекачки	+	+	+
Полное восстановление прочности нефтепровода	+	+	+
Безопасность работ при ремонте	+	+	+
Ремонт без сварки на поверхности трубопровода	-	+	+
Минимальные затраты труда и времени	-	+	+
Возможность 100% использования отечественных материалов	+	-	+
Универсальность конструктивных особенностей для различных видов дефектов	+	+	+
Возможность ремонта трещин	-	-	+

Ремонт дефектов большой протяженности	+	-	+
Возможность использования при аварии в виде течи	+	-	-
Срок службы конструкции не менее срока эксплуатации ремонтируемого нефтепровода	+	+	+
Опыт применения конструкции, желательно не менее 10 лет	+	-	+
<b>Итог требований:</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>11</b>

Проводя ремонт разными методами можно подвести результативный итог, что при использовании метода врезки катушки, оплата в полтора раза больше чем при композитно-муфтовой технологии (КМТ). КМТ устанавливают при снижении давления перекачки, а врезка катушки требует остановки перекачиваемого нефтепродукта. Суммарные данные такого ремонта и цена в четыре с половиной раза больше.

Clock Spring с материалоемкой муфтой подходит для устранения проблем на маленьких расстояниях, иначе расход в два или три раза выше, чем использование КМТ.

Делаем вывод, из всех технологий ремонта магистральных нефтепроводов в Российской и мировой практике самым приемлемым считается композитно-муфтовая технология (КМТ).

Введение композитно-муфтовой технологии (КМТ) допускает выполнение следующих преимуществ:

- самый минимальный ремонт способом врезки катушки (без остановки перекачки);
- рост безопасного ремонта без сварочных работ эксплуатируемого нефтепровода;
- трудовая и финансовая экономия при ремонтных работах.

## 6. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

### 6.1 Расчет толщины стенки трубы

Технические характеристики нефтепровода, на котором устраняются дефекты:

МН «XXXXXXXXXX»

- Проектная производительность МН - 50,3 млн. т/год, категория II,III;
- Диаметр: 1220 мм;
- Толщина стенки: 10,9-12,1мм;
- Изоляция усиленного типа, пленочная;
- Рабочее давление на выходе НПС «Раскино» - 4,61 МПа;
- Марка стали – 17ГС, класс прочности K52;
- Предел прочности: 490 МПа;
- Предел текучести: 350-370 МПа;
- Год ввода в эксплуатацию нефтепровода – 1972г. ;
- Плотность нефти: 845-860 кгс/см<sup>2</sup>;
- Температура нефти зимой: +8,1°С;
- Температура нефти летом: +12,4°С;

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию)  $R_1$  материала трубы, МПа, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} \quad (7.1)$$

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

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

$k_H = 1,05$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления  $\sigma_{вр} = 520$  МПа;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций			
Разраб.		Дубченко И.П.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					65	113
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

$$R_1 = \frac{490 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,05} = 285,7 \text{ МПа}$$

Расчетную толщину стенки трубопровода, см, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2(R_1 + n_p P)} \quad (7.2)$$

где  $P = 4,61$  – рабочее давление, МПа;

$D_H = 1220$  – наружный диаметр трубы, мм;

$n_p = 1,15$  – коэффициент надёжности по нагрузке от внутреннего давления.

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 4,61 \cdot 1220}{2(285,7 + 1,15 \cdot 4,61)} = 11,2 \text{ мм}$$

Полученное значение округляем в большую сторону по сортаменту равное 12 мм

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

$$\delta = \frac{n_p D_H}{2(R_1 \psi_1 + n_p)} \quad (7.3)$$

Где  $\psi_1$  — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \quad (7.4)$$

где  $\sigma_{пр.N}$  — продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений.

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n_p D_{вн}}{2\delta_H} \quad (7.5)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 35,4 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 4,6 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = -8,24$$

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

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|-8,24|}{285,7} \right)^2} - 0,5 \frac{|-8,24|}{285,6} = 0,9852$$

Тогда толщина стенки:

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 4,61 \cdot 1220}{2(285,7 \cdot 0,9852 + 1,15 \cdot 4,61)} = 11,2 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки равную 12 мм.

Для расчета на прочность и устойчивость рассматривался виртуальный магистральный нефтепровод (НД)

СНиП 2.05.06-85\*.

## 6.2 Расчет на прочность и устойчивость трубопровода

Производим проверку на прочность, рассчитав кольцевые напряжения  $\sigma_{кц}$  и  $\psi_2$ :

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta_n} \quad (7.6)$$

где  $np=1,15$  – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего рабочего давления в трубопроводе;

$P = 4,61$  МПа – рабочее давление в трубопроводе;

$D_{вн}=1,196$  м – внутренний диаметр трубопровода;

$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 4,61 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 264,19 \text{ МПа}$$

Тогда  $\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное

						Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			67

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

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \quad (7.7)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{264,19}{285,7} \right)^2} - 0,5 \frac{264,19}{285,7} = 0,136$$

Прочность нефтепровода в продольном направлении проверяется из условия:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (7.8)$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,136 \cdot 285,7 = 38,52$$

$$|-8,24| \leq 38,52$$

Условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.

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

$$S \leq mN_{кр} \quad (7.9)$$

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

					Расчетная часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения

грунта  $S$  определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu)\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t] F \quad (7.12)$$

где  $F$  – площадь поперечного сечения трубы,  $\text{м}^2$ :

$$F = \frac{\pi}{4} (D_{н}^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} (1,220^2 - 1,196^2) = 0,0131 \text{ м}^2 \quad (7.13)$$

$$S = [(0,5 - 0,3)264,19 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 35,4] \cdot 0,0131 = 1,8385 \text{ МН}$$

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

$$N_{кр} = 4 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} \quad (7.14)$$

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

$J$  – момент инерции сечения, который определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{н}^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (1,220^4 - 1,196^4) = 0,0004 \text{ м}^4 \quad (7.15)$$

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

$$q_{верт} = n_{сп} \cdot \gamma_{сп} \cdot D_{н} \cdot (h_0 + \frac{D_{н}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{н}}{8}) + q_{тр} \quad (7.16)$$

Величина  $P_0$  определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_{н} \cdot (C_{гр} + P_{сп} + tg \varphi_{сп}) \quad (7.17)$$

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

						Расчетная часть	Лист
							69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

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

$\phi_{гр} = 16^\circ$  – угол внутреннего трения грунта.

Величина  $P_{гр}$  вычисляется по формуле:

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_n \left[ \left( h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\phi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_n} \quad (7.18)$$

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

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

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

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

$$q_{тр} = q_m + q_u + q_{пр} \quad (7.19)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) \quad (7.20)$$

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

$\gamma_m$  – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали  $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$

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

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{ин} \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}); \quad (7.21)$$

Или

$$q_u = 0,1 \cdot q_m; \quad (7.22)$$

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{np} = p_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4} = 850 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,196^2}{4} = 1668,3 \text{ Н / м} \quad (7.23)$$

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

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

Исходя из формулы (7.17), найдем сопротивление грунта:

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,220 \cdot (20000 + 24978,6 \cdot \text{tg} 16^\circ) = 452038 \text{ Па.}$$

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

$$N_{кр} = 4 \cdot \sqrt{452038^2 \cdot 14547^4 \cdot 0,0131^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,0004^3} = 700642 \text{ Н}$$

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

$$S = 1,8385 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр} = 6,3 \text{ МН}$$

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

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

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_H \cdot E \cdot J} \quad (7.24)$$

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

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

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

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

$$S = 1,8385MN < m_o \cdot N^2_{кр} = 59,5MN$$

Условие устойчивости прямолинейных участков нефтепровода обеспечено.

### 6.3 Расчет геометрических параметров ремонтной муфты

Геометрические параметры муфты рассчитываются на основании параметров дефектов, указанных в технических отчетах по диагностики, и уточненных при ДДК дефектов.

Длина муфты  $L_m$ , мм определяется исходя из длины дефекта  $L_{деф}$  в осевом направлении и наружного диаметра трубопровода  $D_n$  и должна быть не менее  $(L_{деф} + 3,3 D_n)$  для дефектов кольцевого сварного шва, дефектов ориентированных в окружном направлении, продольных трещин и внутренней коррозии (расстояние от края муфты до края дефекта должно быть не менее  $1,65D_n$ ).

Для ремонта трубопровода диаметром 1220 применяют муфты длиной: 1000 мм; 1500 мм; 2000 мм; 2500 мм; 3000 мм; 3500 мм. При выборе ремонтной муфты, её длина будет округляться в большую сторону исходя из предложенной линейки муфт.

В том случае, когда длина требуемой для ремонта муфты превышает 3500 мм, применяется составная муфта, сваренная из нескольких муфт, расположенных встык с друг другом и соединенных кольцевым швом. Длина такой муфты не должна превышать 10,5 м.

Поскольку в технологической части данной работы рассматривается дефект вмятина в сочетании с дефектом поперечного сварного шва, то длина муфты будет рассчитываться по формуле:

$$L_m = L_{деф} + 3,3D_n = 300 + 3,3 \cdot 1220 = 4326 \text{ мм.}$$

Так как ремонтная муфта превышает 3500 мм, необходимо использовать составную муфту сваренную из двух полумуфт. Поэтому

					Расчетная часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

длину муфты (4326мм) округляем в большую сторону и принимаем 4500 мм.

#### 6.4. Расчет необходимого количества герметика и композитного состава

Для расчета необходимого количества используемого герметика и композитного состава нужно вычислить соответствующие объемы.

Объем быстроотверждающегося герметика  $V_{Г}$ , в литрах, необходимый для герметизации двух торцов одной муфты (по 25 мм с каждой стороны) рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{Г} = \pi \cdot (D_{н} + \Delta R) \cdot \Delta R \cdot 50 \cdot 10^{-6}, \quad (7.25)$$

где  $D_{н}$  – наружный диаметр трубопровода, мм;

$\Delta R$  – кольцевой зазор между трубой и муфтой, мм.

Объемы герметика для одной муфты, в зависимости от диаметра трубопровода при номинальном кольцевом зазоре  $\Delta R = 24$  мм.

$$V_{Г} = 3,14 \cdot (1220 + 24) \cdot 24 \cdot 50 \cdot 10^{-6} = 4,68 \text{ литра.}$$

При формировании скоса между трубой и муфтой рассчитанный объем герметика должен быть увеличен на 25–50%.

Объём композитного состава  $V_{К}$ , необходимого для заполнения кольцевого зазора между трубой и муфтой, определяется по формуле:

$$V_{К} = \pi \cdot (D_{н} + \Delta R) \cdot \Delta R \cdot (L_{м} - 50) \cdot 10^{-6}, \quad (7.26)$$

где  $L_{м}$  – длина ремонтной муфты, мм.

$$V_{К} = 3,14 \cdot (1220 + 24) \cdot 24 \cdot (4500 - 50) \cdot 10^{-6} = 417,2 \text{ литра.}$$

Таким образом, для заполнения композитным составом кольцевого зазора муфты П1 длиной 4500 мм понадобится 417,2 литра.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						73
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 7. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 7.1 Общая часть

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Работы по ремонту секций выполняет подрядная организация, заказчик – АО «Транснефть-Центральная Сибирь».

Технические характеристики нефтепровода, на котором устраняются дефекты:

МН « [REDACTED] »

- Проектная производительность МН: 50,3 млн. т/год, категория II,III;
- Диаметр: 1220 мм;
- Толщина стенки: 10,9-12,1мм;
- Изоляция усиленного типа, пленочная;
- Рабочее давление на выходе НПС: 4,61 МПа;
- Марка стали – 17ГС, 17Г1С, класс прочности К52;
- Предел прочности: 520 МПа;
- Предел текучести: 350-370 МПа;
- Год ввода в эксплуатацию нефтепровода – 1972г. ;
- Плотность нефти: 845-860 кгс/см<sup>2</sup>;
- Температура нефти зимой: +8,1°С;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций			
Разраб.		Дубченко И.П.			Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крең В.Г.					74	113
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

– Температура нефти летом: +12,4°С.

Итак, после проведения внутритрубной диагностики данного участка МН обнаружено 37 дефектов, которые устраняются методом установки ремонтной конструкции. Такие дефекты как: вмятина с дефектом шва или в области сварного шва, дефектный сварной стык, гофр с дефектом шва или в области сварного шва, вмятина в сочетании с риской в области сварного шва и т.п.

Не углубляясь в параметры этих дефектов, отмечу, что согласно РД [4] для их устранения требуется установка муфт. Опираясь на проектную документацию, приведу диаграмму, по которой видно, что из 37 дефектов 89% устраняется установкой муфты П1, остальные 11% устраняются другими муфтами (П3,П4,П5У, П6) (Рисунок 7.1).



Рисунок 7.1 – Устранение дефектов на МН

Поскольку большинство дефектов на данном участке устраняется муфтой П1, то целесообразней рассмотреть технологию установки данной муфты на конкретном примере.

## 7.2 Технические решения и характеристика ремонтируемого дефекта

Таблица 7.1 – Параметры дефекта

Номер дефекта	Наименование дефекта	Привязка, км	Метод ремонта	Условия местности
■	Вмятина, ПОПШ с деф. шва	■	П1	нормальные

Согласно РД [4] данный дефект устраняется методом установки муфты П1, при условии, что вмятина глубиной не более 45 мм (для трубы 1220 мм). Данное условие выполняется.

Согласно расчетам сделанным в разделе 6 (Расчетная часть), поскольку секция имеет дефект поперечного сварного шва в сочетании с вмятиной, то потребуется составная муфта П1, части которой сварены из двух полумуфт по 2500 мм и 2000 мм соответственно.

Рассмотрим технические характеристики устанавливаемой составной муфты:

- тип муфты – П1 (составная) ;
- диаметр муфты – 1262 мм;
- марка стали – 09Г2С;
- длина муфты – 4500 мм;
- толщина стенки – 12 мм.

### **7.3 Организационно-технологическая схема подготовки и организации строительства**

Перед началом ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода, необходимо выполнить ряд мероприятий по подготовки и организации строительства:

- Заключается договор подряда на выполнение работ;
- Составляется проектно-сметная документация;
- Оформляются разрешения и допуски на производство работ;
- Обозначаются коммуникации, и происходит передача участка линейной части МН подрядчику;
- Выполняется доставка технических средств, строительных материалов и оборудования;
- Организовывается система связи;
- Обустраиваются временные проезды и подъездные дороги.

#### **1) Обеспечение строительства проектно-сметной документацией.**

Вся организация производства работ по устранению дефекта определяется настоящим проектом производства работ. Который разрабатывается и утверждается Подрядчиком в соответствии с требованием регламента ОР-91.010.30-КТН-111-12 «Порядок разработки проектов производства работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

#### **2) Отвод земельного участка под производство работ и составление стройгенплана.**

Отвод земель осуществляется Заказчиком в соответствии с ОР-03.100.60-КТН-088-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации работ по оформлению прав на

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

земельные участки под проектно-изыскательские, строительно-монтажные работы, эксплуатацию объектов ТПР, КР и ИП ПАО «Транснефть»). Суть данного процесса состоит в том, что заключается соглашение о временном пользовании земельным участком, на котором будут выполняться ремонтные работы.

После отвода земель составляется **стройгенпланна** котором указываются:

- Граница зоны производства работ;
- Ремонтируемый трубопровод;
- Существующие переезды;
- Временные переезды и площадки;
- Временные отвалы грунта;
- Пожарный пост;
- Машины и механизмы;
- Схемы движения строительной техники;
- Санитарно-бытовые помещения (вагончики, мобильные туалеты и т.п.).

### **3) Оформление разрешительной документации и допусков на производство работ.**

Для допуска к производству работ Подрядчик оформляет и предоставляет в РНУ «Парабель» разрешительную документацию работ и предоставляет:

- Приказ подрядной организации о направлении персонала на объект ОСТ для выполнения работ с приложением списков ИТР и рабочих;
- Копии общегражданских паспортов работников;
- Перечень спецтехники и оборудования, используемых при производстве работ;

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

- Приказ подрядной организации о назначении ответственных производителей работ, лиц, ответственных за соблюдение требований охраны труда, промышленной безопасности;
- Копию договора ОСТ и Подрядчика;
- Копию согласованного и утвержденного ППР;

После получения разрешения на производство работ в охранной зоне МН его подписывает главный инженер РНУ «Парабель». В разрешении приводятся меры безопасности при производстве работ.

Поскольку ремонтные работы на ЛЧ МН предусматривают собой огневые, газоопасные и другие виды работ повышенной опасности, то руководители и специалисты Подрядчика, ответственные за проведение данных работ проходят проверку знаний требований безопасности в комиссии РНУ «Парабель». Наряд-допуск оформляется в двух экземплярах.

Допуск на производство работ по наряду-допуску разрешается при условии применения исправного оборудования, соответствующего требованиям ППР, наличия исправных средств пожаротушения и СИЗ.

#### 4) Устройство временных переездов.

Места проезда спецтехники через подземные коммуникации необходимо оборудовать временными переездами. Временные переезды создаются с использованием ж/б плит, а планировка отсыпки выполняется при помощи экскаватора оборудованного планировочным ковшом.

Минимальное расстояние от верха покрытия переезда до верхней образующей трубопровода должно быть не менее 1,4 м. При недостаточном заглублении выполняется подсыпка грунта над коммуникацией. По окончании ремонтных работ временные переезды демонтируются, так же запрещается движение техники в охранной зоне с отклонением от транспортной схемы.

					Технологическая часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 7.4 Методы производства работ

Перед установкой муфты П1 необходимо выполнить комплекс подготовительных работ:

- Определение местоположения дефекта по данным ВТД в соответствии с требованиями ОР-19.100.00-КТН-010-10;
- Земляные работы для обеспечения доступа к месту проведения ремонтных работ на трубопроводе – в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-386-09;
- Очистка участка трубопровода от изоляционного покрытия в месте установки муфты;
- Проведение ДДК дефекта подлежащего ремонту – в соответствии с требованиями ОР-19.100.00-КТН-010.10;
- Обозначение границ дефекта, подлежащего ремонту несмываемой краской;

### 7.4.1 Подготовительные работы

#### 1) Определение и обозначение местоположения дефекта.

Дефект определяется и обозначается заказчиком в соответствии с ОР-19.100.00-КТН-010.10 «Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов» [14].

Для определения дефекта на местности необходимо:

- Отметить рулеткой указанное в сертификате расстояние от ближайшего ориентира до вскрываемого дефекта и отметить его вешкой;
- Отмерить от вешки расстояние до двух ближайших поперечных сварных швов;

					Технологическая часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Проверить по сертификату наличие трубной арматуры и сварных соединений на участке вскрытия и произвести вскрытие поперечных сварных швов нефтепровода;
- Определить угловое положение продольных сварных швов дефектной секции и 2-х соседних с ней секций труб;
- Сравнить полученные данные углов со значениями, приведенными в сертификате на дефект;
- После идентификации дефектной секции необходимо отмерить расстояние, указанное в сертификате, от ближайшего поперечного шва до дефекта и по угловому положению найти дефект.

Секция считается идентифицированной, если угловые положения продольных сварных швов не отличается больше чем на  $\pm 15$ , а величина угла между продольными швами не отличается больше чем на 5% от значений, приведенных в сертификате.

## 2) Земляные работы.

Разработка грунта производится экскаваторами и допускается на расстояние не менее 0,2 м от боковой и от верхней стенки трубопровода. Оставшийся грунт разрабатывается вручную без применения ударных инструментов и с принятием мер, исключающих повреждение нефтепровода.

Так же во время проведения земляных работ, спецтехника (экскаваторы, бульдозеры) должны быть оборудованы средствами видеофиксации в соответствии с требованиями разделов 6,7 ОТТ-33.160.40-КТН-052-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система видеофиксации рабочей зоны для оснащения экскаваторов и бульдозеров. Общие технические требования».

Вскрытие трубопровода выполняется в следующей последовательности:

					Технологическая часть	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Выполнение работ по снятию плодородного слоя почвы бульдозером (при необходимости на участках подлежащих рекультивации);
- Вскрытие трубопровода на глубину D от нижней образующей трубопровода для уточнения местоположения дефекта и проведения ДДК;
- Разработка грунта вручную непосредственно под трубопроводом;
- Проведение контроля заложения откосов, отметок дна и габаритов котлована;
- Оформление акта на выполнение работ.

Размер котлована должен соответствовать требованиям раздела 6 РД-23.040.00-КТН-073-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка «катушек», соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов. Требования к организации и выполнению работ».

Необходимо отметить, что разработанный грунт складывается в отведенное для этого специальное место, которое выбирается на месте, запрещается располагать грунт близко к рабочему котловану.

В случае проведения ремонтных работ на участках с высоким уровнем грунтовых вод осуществляется водопонижение воды способами открытого водоотлива, дренажа и выполняется Подрядчиком.

### **3) Снятие изоляции.**

Снятие изоляции выполняется Подрядчиком с помощью шлифмашинки, оборудованной железной щеткой, ручных металлических щеток и скребков.

Очистку производить таким способом, чтобы не повредить стенки трубы.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
						82
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Разрешено так же производить снятие изоляции механизированным способом, т.е. дробеструйной обработкой, снятая изоляция должна быть удалена с рабочей зоны.

Длина очищенного участка должна превышать длину устанавливаемой муфты на 300-400 мм (150-200 мм с каждой стороны).

#### **7.4.2 Установка муфты П1 на трубопровод**

При установке ремонтной конструкции выполняются следующие технологические операции:

- а) Дробеструйная обработка поверхности трубопровода в зоне установки муфты и внутренних поверхностей полумуфт;
- б) Сборка муфты;
- в) Сварка;
- г) Подсоединение катодной защиты к муфте;
- д) Контроль качества сварных швов;
- е) Регулировка кольцевого зазора между трубой и муфтой;
- ж) Приготовление герметика;
- з) Герметизация краёв кольцевого зазора;
- и) Приготовление композитного состава;
- к) Заполнение композитным составом кольцевого зазора;
- л) Удаления выступающей арматуры ремонтной конструкции (после отверждения композитного состава с помощью шлифовальной машинки удаляются входные и выходные патрубки);
- м) Подключение катодной защиты муфты к трубопроводу;
- н) Нанесение изоляционного покрытия на ремонтируемый участок.

##### **1) Дробеструйная обработка.**

Дробеструйной обработке подвергаются наружная поверхность ремонтируемой секции нефтепровода и внутренние поверхности полумуфт,

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

важно, чтобы после обработки, поверхность оставалась в чистом и сухом состоянии.

Внутреннее давление в секции с дефектом, подвергаемой данной обработке не должно быть более 2,5 МПа.

Перед обработкой обрабатываемый участок размечается и должен быть больше размеров устанавливаемой муфты на 100-150 мм с каждой стороны.

Сам дефект обработке не подвергается.

Дробеструйная обработка производится специальным абразивным материалом (измельченный шлак и другие абразивные материалы размером 0,5-2,5 мм). Материал до засыпки в ёмкость должен быть сухим, в противном случае пользоваться им нельзя.

В качестве рабочей среды дробеструйной установки используется сжатый воздух давлением (0,6...0,8 МПа). При увеличении давления увеличится расход материала, но качество очистки не изменяется.

Угол между направлением струи и обрабатываемой поверхностью должен составлять 45 градусов. При отклонении этого угла снижается эффективность очистки.

Дробеструйная обработка должна выполняться строго в соответствии с правилами охраны труда. Так же во время обработки необходимо чтобы за дробеструйщиком непрерывно наблюдал ответственный за проведение работ.

Контроль качества обработки производится визуально.

2) Монтаж муфты и регулировка кольцевого зазора между трубой и муфтой.

Монтаж муфты производится краном. Две полумуфты устанавливаются на трубопровод согласно разметке проведенной при ДДК.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84



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

Регулировка величины между трубой и муфтой производится с установочными болтами с учетом геометрии трубы, при этом величина зазора устанавливается в диапазоне от 6 мм до 40 мм.

Контроль величины установленных зазоров проводится в нескольких местах с каждой стороны муфты.

### **3) Расчет необходимого герметика и композитного состава.**

Данный расчет произведен в расчетной части работы (Раздел 6).

### **4) Герметизация краев кольцевого зазора.**

Герметизация производится с целью создания замкнутого объема между трубой и муфтой для заполнения его композитным составом. Герметизацию выполняют в два слоя.

Первый заполняет непосредственно боковой зазор между трубой и муфтой на глубину 25 мм. Вторым слоем образует внешний скос ремонтной конструкции. Данный скос обеспечивает плавный переход от внешней цилиндрической поверхности муфты к внешней цилиндрической поверхности трубопровода, и необходим для качественного нанесения слоя изоляции.

Герметизация производится шпателями поочередно, так же необходимо следить, чтобы герметик ложился в зазор плотной однородной массой. Образующий скос должен быть не менее 30°.

Применяемые материалы и инструмент: герметик, металлический шпатель.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

## 5) Приготовление и заполнение композитным составом.

Для приготовления композитного состава используют три компонента: смола (жидкость), отвердитель (жидкость) и наполнитель (порошок), которые перемешиваются до получения однородной массы. Для приготовления одной порции композитного состава используется содержимое одной коробки с компонентами.

В зависимости от необходимого кол-ва состава, используется миксер с механическим приводом или ручное перемешивающее устройство.

Миксер рассчитан на приготовление 40 литров композитного состава, а приготовление производится в следующей последовательности:

- Выливают смолу в бункер миксера;
- Выливают отвердитель в бункер миксера;
- Перемешивают смолу с отвердителем;
- Насыпают наполнитель в бункер миксера;
- Перемешивают все компоненты до получения однородной массы.

По окончании работ используемые инструменты промываются растворителем с помощью кисти для краски.

Для передачи механических нагрузок с ремонтируемого участка трубопровода на муфту, объем между ними заполняется композитным составом.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

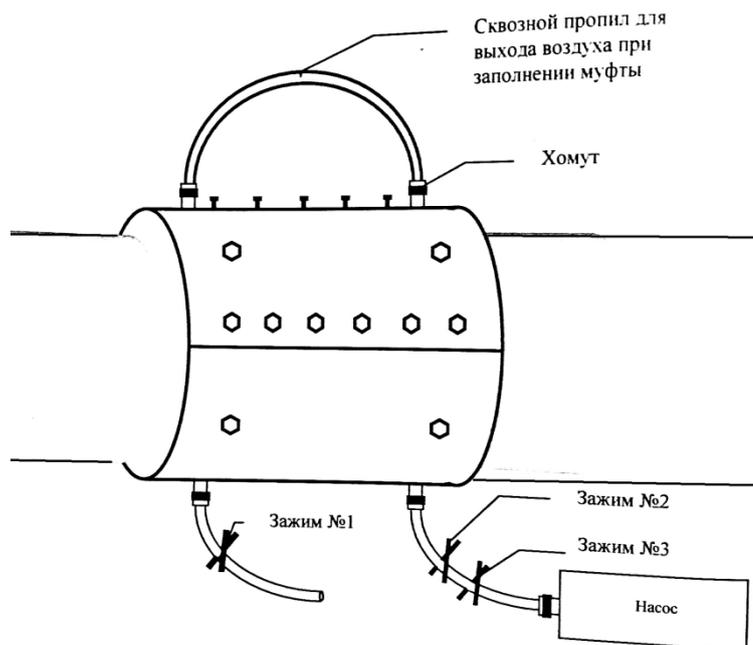


Рисунок 7.3 – Схема заполнения муфты композитным составом

#### 6) Восстановление изоляции.

Порядок работ по восстановлению изоляции:

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

#### 7) Засыпка котлована.

Засыпка проводится экскаватором с соблюдением целостности изоляционного покрытия. Засыпка проводится после оформления актов на скрытые работы и строго в присутствии представителя Заказчика.

Последовательность работ при засыпке котлована:

- Присыпать трубопровод экскаватором мягким разрыхленным грунтом на высоту выше 0,2 от верхней образующей трубопровода;
- Засыпать котлован бульдозером;
- Спланировать поверхность экскаватором;
- Провести рекультивацию.

Котлован следует засыпать с запасом по высоте на величину осадки, с коэффициентом уплотнения 0,91 для песчаных грунтов и 0,92 для глинистых грунтов в соответствии СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87».

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

## 8. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В технологии ремонта магистральных нефтепроводов широко используются ремонтные конструкции (муфты, патрубки, муфтовые тройники, герметизирующие чопы), которые не требуют вырезки дефектных участков трубопровода и остановки транспортировки нефтепродукта. То есть, в зависимости от типа дефекта, его параметров и расположения выбирается соответствующая ремонтная конструкция и устанавливается на трубопровод с целью его ремонта.

В данном разделе приведен экономический расчет работ по устранению дефекта методом установки ремонтной конструкции П1.

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

Рассмотрим нормативы времени на выполнение ремонтных работ по установке муфты П1 на трубопровод диаметром 1220 мм (Таблица 8.1).

Таблица 8.1- Объем необходимого времени на выполнение технологических работ по установке муфты П1.

Основные операции ремонта	Нормы времени, ч.	Состав ремонтной бригады, чел
Определение дефекта на местности	1	1
Вскрытие нефтепровода и устройство ремонтного котлована	4,7	
Очистка дефектной секции трубопровода от изоляции	1,5	1
Подготовка оборудования для дробеструйной обработки	0,33	2
Дробеструйная обработка ремонтируемой части трубы и внутренней поверхности полумуфт	0,25	2

					<i>Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Дубченко И.П.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Креж В.Г.</i>					90	113
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Продолжение таблицы 8.1

Проверка размеров трубы, муфты и дефекта	0,3	1
Монтаж ремонтной конструкции на трубопровод (перед сваркой)	0,5	2-4
Сварка	1,33	2
Регулировка рым болтов	0,25	1
Расчет необходимого количества герметика и композитного состава	0,15	1
Приготовление герметика и герметизация краёв кольцевого зазора	0,12	2-3
Приготовление композитного состава в миксере	0,13	2-3
Загрузка в насос и закачка в муфту композитного состава	0,1	2-3
Заключительные операции по закачке (пережим шлангов и т.д.)	0,08	1-2
Затвердевание композитного состава	24	
Очистка и упаковка оборудования	1	Вся бригада
Подготовка ремонтной конструкции к заключительному контролю (обрезка и зашлифовка фитингов)	0,5	1
Контроль качества	0,15	1
Восстановление и контроль изоляции	1,75	
Засыпка ремонтного котлована	2,5	
<b>ИТОГО</b>	<b>40,64</b>	

Из таблицы видно, что на ремонт магистрального нефтепровода диаметром 1220 мм методом установки муфты П1 (КМТ) потребуется 40,64 ч., а в целом общий объем работ займет 3 суток.

## 8.2 Расчет количества спецтехники и оборудования

На следующем этапе рассмотрим необходимое количество спецтехники и оборудования, необходимых для установки муфты П1, а так же их стоимость для дальнейшего расчета амортизационных начислений (Таблица 8.2).

Таблица 8.2 – Необходимая спецтехника и оборудование.

№ п/п	Наименование спецтехники/оборудования	Стоимость, руб
1	Агрегат сварочный передвижной с номинальным сварочным током 250-400А с дизельным двигателем (АДД-2х2502П+ВГ)	225000
2	Дефектоскоп ультразвуковой (УД2-70)	247450
3	Толщиномер ультразвуковой (AR-860)	25140
4	Компрессор передвижной с ДВС (давление 686 кПа) Airman	890000
5	Экскаватор одноковшовый дизельный на гусеничном ходу (1 м3), HitachiZX 200	8970000
6	Бульдозер Б10	4650000
7	Растворосмеситель (РН-80)	52800
8	Автокран XCMG RT55E	2450330
9	Вахтовый автобус Урал 3255-3013-79-28М	3752000
10	Шлифовальная машинка BOSCH	35600
11	Автомобиль бортовой Камаз 43118	2500000
11	Компьютер	35000

В таблице 8.3 рассмотрим материалы и комплектующие необходимые для проведения ремонтных работ, с учетом их стоимости.

Таблица 8.3 – Затраты на материалы и комплектующие

№ п/п	Наименование материала	Ед. изм.	Необходимое количество	Цена за единицу	Сумма
1	Муфта (П1) сварная композитная для трубопровода Дн 1220 мм, L=2000мм	шт	1	77392,34	77392
2	Муфта (П1) сварная композитная для трубопровода Дн 1220 мм, L=2500мм	шт	1	91359,36	91359
3	Состав композитный для ремонта трубопроводов методом (КМТ) 18,45 кг	м <sup>3</sup>	0,364	235153	85595,70
4	Лента полимерно-битумная	т	0,07	142404,31	9968,30
5	Праймер (ПМ-001БК)	кг	1,5	145	217,50
6	Электроды Э50А (ESAB)	кг	27,95	367,6	10274,42

7	Шлифовальный круг (Луга-Абразив 1 )	шт	2	2500	5000
8	Герметик	кг	11,45	660	7557
9	Купершлак	т	1,07	4100	4387
10	Круготрезной (Bosch Expert For Metal)	шт	1	890	890
11	ГСМ	л	500	42	21000
12	Прочее	руб			9459
<b>ИТОГО:</b>					<b>323100</b>

Сумму амортизационных отчислений определяют исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. В таблице 8.4 приведен расчет амортизационных отчислений.

Таблица 8.4 – Расчет амортизационных отчислений.

Наименование спецтехники/оборудования	Стоимость, руб.	Амортизационная норма, %	Годовая амортизация, руб.	Сумма амортизации в час, руб.	Кол-во м.часов	Сумма амортиз., руб.
Агрегат сварочный передвижной с номинальным сварочным током 250-400А с дизельным двигателем (АДД-2х2502П+ВГ)	225000	10	22500	2,60	8,5	22,1
Дефектоскоп ультразвуковой (УД2-70)	247450	10	24745	2,80	10,13	3,16
Толщиномер ультразвуковой (AR-860)	25140	10	2514	0,30	1,05	0,32
Компрессор передвижной с ДВС (давление 686 кПа) Airman	890000	10	89000	10,15	15,68	159,15
Экскаватор одноковшовый дизельный на гусеничном ходу (1 м3), HitachiZX 200	8970000	10	897000	102,40	1,21	123,90
Бульдозер Б10	4650000	10	465000	53,08	0,28	14,86
Растворосмеситель (РН-80)	52800	10	5280	0,60	10,05	6,03

Продолжение таблицы 8.4

Автокран XCMG RT55E	245033 0	10	245033	28,0	59,12	1655,36
Вахтовый автобус Урал 3255-3013-79-28М	375200 0	10	375200	42,83	12	513,96
Шлифовальная машинка BOSCH	35600	10	3560	0,41	14,13	5,79
Автомобиль бортовой Камаз 43118	250000 0	10	250000	28,54	3,51	100,18
Компьютер	40000	10	4000	0,45	5	2,25
Агрегат сварочный передвижной с номинальным сварочным током 250-400А с дизельным двигателем (АДД-2х2502П+ВГ)	225000	10	22500	2,57	29,13	74,86
<b>ИТОГО</b>						<b>2681,92</b>

Проведем расчет фонда оплаты труда (ФОТ), страховых и социальных взносов, (Таблица 8.5).

Таблица 8.5 – Расчет ФОТ, страховых и социальных взносов.

№ п/ п	Наименован ие категории работников	Числ. в брига де	Ср. з/п в день	Кол.от р. дней	ФОТ за отр. период	Страхов ые взносы (30%)	Социальн ые взносы от НС (0,2%)
1	Мастер	1	2700	3	8100	2430	16,20
2	Лин. труб	3	2100	3	18900	5670	37,80
3	Сварщик	2	2000	3	12000	3600	24,00
4	Машинист бульдозера	1	2000	3	6000	1800	12,00
5	Машинист экскаватора	1	2000	3	6000	1800	12,00
6	Крановщик	1	1900	3	5700	1710	11,40
	<b>Итого:</b>				<b>56700</b>	<b>17010</b>	<b>113,40</b>

Далее рассчитаем накладные расходы, которые относятся к косвенным затратам и рассматриваются как дополнительная часть прямых издержек. К ним относятся такие затраты, которые не зависят напрямую от себестоимости производства (Таблица 8.6).

Таблица 8.6 – Накладные расходы

Состав затрат	Общий объем затрат, руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов
Материалы и комплектующие	323100	15,0	48465
Амортизационные отчисления	2681,2	15,0	402,18
Фонд оплаты труда (ФОТ)	56700	15,0	8505
Начисления на ФОТ	17123,4	15,0	2568,50
<b>Итого:</b>			<b>59940,68</b>

Исходя из полученных показателей можно составить общую смету затрат по проведению ремонта магистрального нефтепровода методом установки муфты П1 (Таблица 8.7)

Таблица 8.7 - Смета затрат на ремонтные работы по установке муфты П1

№ п/п	Вид затрат	Стоимость
1	Материалы и комплектующие	323100
2	Амортизационные отчисления	2681,2
3	Фонд оплаты труда (ФОТ)	56700
4	Начисления на ФОТ	17123,4
5	Накладные расходы	59940,68
6	Оплата услуг связи	2500
<b>Итого затрат:</b>		<b>462045,2</b>

Итак, экономический расчет показал, что общая стоимость ремонта составила 462045 рублей. По данному расчету можно сделать вывод, что больше всего средств при ремонте расходуется непосредственно на саму муфту и материалы необходимые для её установки. Это объясняется высокой стоимостью полумуфт с необходимым классом прочности, а так же большой стоимостью композитного состава, которым заполняется муфта. Но несмотря на это, на сегодняшний день муфта П1 является наиболее используемой при ремонте дефектов.

**Стоимость установки композитной муфты П1  
(L=4500 мм)**

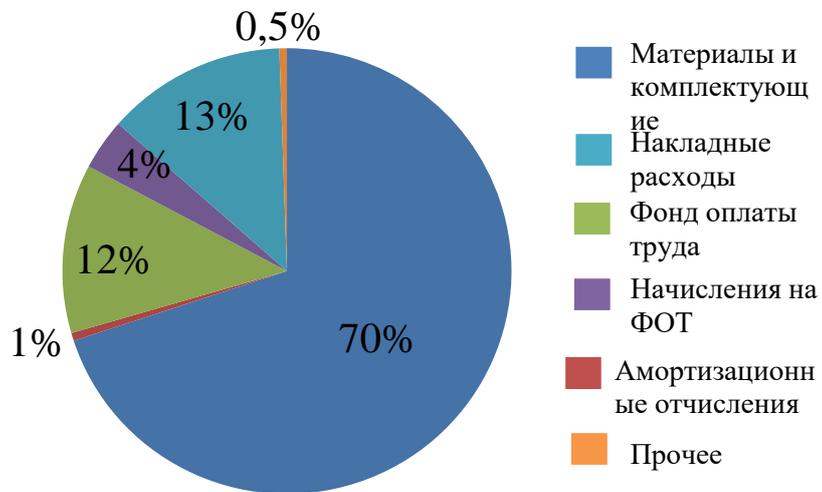


Рисунок 8.1 – Диаграмма стоимости установки муфты П1

## 9. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В технологии ремонта магистральных нефтепроводов широко используются ремонтные конструкции (муфты, патрубки, муфтовые тройники, герметизирующие чопы), которые не требуют вырезки дефектных участков трубопровода и остановки транспортировки нефтепродукта. То есть, в зависимости от типа дефекта, его параметров и расположения выбирается соответствующая ремонтная конструкция и устанавливается на трубопровод с целью его ремонта.

Поскольку рабочая зона представляет собой совокупность вредных и опасных факторов, то при проведении ремонтных работ необходимо выполнять правила и требования производственной и экологической безопасности.

Поэтому целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при ремонте нефтепровода.

					<i>Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Дубченко И.П.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					97	113
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

## 9.1 Производственная безопасность

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, которые предотвращают или уменьшают вероятность воздействия на человека, опасных и травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

К производственной безопасности относятся организационные мероприятия и технические средства защиты от поражения электрическим током, защита от механических травм движущимися механизмами, подъемно-транспортными средствами, обеспечение безопасности систем высокого давления, методы и средства обеспечения пожаровзрывобезопасности и т. д.

Таблица 9.1 – Вредные и опасные производственные факторы возникающие при выполнении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе.

Наименование выполняемых работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Земляные работы;	Повышенный уровень шума;		ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ СНиП II-12-77 [21] СП 51.13330.2011
2. Проведение диагностических работ;			
3. Сварочно-монтажные работы;	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей среды;		СанПиН 2.2.4.548-96
4. Изоляционно-укладочные работы;			
5. Контроль качества;	Недостаточная освещенность рабочей зоны;		ГОСТ 12.1.046-85 СП
6. Рекультивация			

земель;			52.13330.2011
	Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ
	Превышение уровней вибрации;		ГОСТ 12.1.012-90 СБТ
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
		Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003-74* ССБТ

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

## **9.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### **1) Повышенный уровень шума.**

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при ремонте МН (бульдозеры, экскаваторы, автокран). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом:

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

### **2) Изменение параметров воздуха рабочей среды.**

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для Томской области составляет +37°С, минимальная -51°С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

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

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

связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

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

### **3) 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 работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

### **4) Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.**

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м<sup>3</sup>, для нефтепродуктов ПДК равно 300 мг/м<sup>3</sup>.

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 и др.), защитных очках и комбинезонах.

### **5) Превышение уровня вибрации.**

Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [13].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

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

***б) Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.***

Район прокладки магистрального нефтепровода приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Так как работы производятся в летний период.

**9.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

***1) Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке.***

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

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

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

					Социальная ответственность	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

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

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

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

**9.2. Экологическая безопасность**

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

**9.2.1 Анализ влияния на окружающую среду**

**1) Воздействие на атмосферу.**

При проведении ремонта в атмосферу попадают пары нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара.

**2) Воздействие на гидросферу.**

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Нефть и нефтепродукты оказывают влияние на природные воды. Несмотря на низкую растворимость в воде, небольшого количества нефти достаточно, чтобы резко ухудшилось качество воды. В воде нефтепродукты могут подвергаться одному из следующих процессов: ассимиляции водными организмами, повторной седиментации, эмульгированию, образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению.

### **3) Воздействие на литосферу.**

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

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

Наиболее опасны при попадании на почву тяжелые фракции нефти. 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.

## **9.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды**

### **1) Атмосфера.**

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

С целью снижения количества испарений нефти с поверхности временного амбара его поверхность покрывают специальными химическими составами, которые значительно сокращают вредные выбросы в атмосферу.

Так же, значительно снизить выбросы паров нефти и нефтепродуктов в атмосферу позволит снижение температуры продукта и улучшенная герметизация емкостей хранения.

## **2) Гидросфера.**

Для восстановления существовавшей до начала выполнения ремонтных работ системы местного водостока следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов.

При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

В случае попадания нефтепродукта в водоёмы применяются нефтесборщики, сорбенты, боновые заграждения.

## **3) Литосфера.**

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

Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

По окончанию ремонтных работ вносятся удобрения, извести, производится рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода и окисления нефти и нефтепродуктов.

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.

### **9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

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

- ошибочные действия персонала при проведении ремонтных работ, несоблюдение очередности оперативных переключений трубопроводов и запорной арматуры и др;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- порыв трубопровода при его подъёме;
- взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов;
- разрушение нефтепровода;
- падение автокрана в котлован.

Для исключения возникновения аварийных ситуаций рекомендуется:

- своевременно проводить планово-предупредительные ремонты;
- запретить оставлять открытой запорную арматуру на неработающем нефтепродуктопроводе;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

- исполнителей работ обязательно ознакомить с правилами ведения работ в охранной зоне МН

Мероприятия и 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».

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

## **9.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **9.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Организация и проведение ремонтных работ должны осуществляться в соответствии с требованиями действующих руководящих документов и регламентов.

Запрещается проводить ремонтные работы без оформления необходимых разрешительных документов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

Работников, выполняющих работы по замене дефектных участков магистральных нефтепроводов необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими защитными средствами, согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам», имеющих соответствующие сертификаты соответствия.

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

### **9.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

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

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда.

При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае

									Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						108

невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место [9].

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

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		109

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов зачастую имеют место различные виды дефектов, которые требуют скорейшего устранения для безопасной работы нефтепровода, поэтому ремонт магистральных нефтепроводов является актуальным процессом, требующим использование наиболее выгодных по технико-экономическим показателям методов ремонта и ремонтных конструкций.

Правильно выбранный метод ремонта и вид ремонтной конструкции в зависимости от степени, параметров и расположения дефекта нефтепровода, позволяет не только продлить его срок службы, но и быть эффективным с точки зрения экономической политики компании.

В процессе выполнения данной работы опираясь на руководящие документы, я проанализировал различные виды ремонтных конструкций, используемые для устранения дефектов на магистральных нефтепроводах.

В ходе сравнения видов ремонтных конструкций можно сделать вывод, что наиболее оптимальной является композитно-муфтовая технология (КМТ). Так как при использовании данной технологии увеличивается безопасность проведения ремонта, поскольку в процессе установки КМТ не требуется использование сварочных работ на поверхности трубопровода, а так же порядком снижена стоимость проведения самого ремонта и трудоемкость работ. Однако не обошлось и без недостатков, по технологии установки КМТ требуется определенная температура перекачиваемого нефтепродукта и температура самой окружающей среды (3-25 °С)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций</i>		
Разраб.		Дубченко И.П.					
Руковод.		Крец В.Г.			Лит.	Лист	Листов
Консульт.						110	113
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			Заключение НИ ТПУ гр. 2Б4А		

Самой низкой с точки зрения эффективности проведения ремонта оказался метод бандажирования, так как данный метод используется не для каждого вида дефекта, а так же отсутствует возможность его использования в случае аварийных утечек и ремонта дефектов большой протяженностью.

Из вышесказанного можно подвести итог, что устранение дефектов методом применения ремонтных конструкций достаточно эффективный, как с точки зрения трудоёмкости, так и с точки зрения стоимости проведения работ. Однако, не всегда можно использовать ремонтные конструкции, например, при неприемлемом сужении проходного сечения нефтепровода, а так же при отсутствии возможности обеспечить необходимое восстановление нефтепровода согласно требованиям РД и т.д., применяют способ устранения дефектов путём вырезки «катушки».

В качестве рассматриваемого объекта был взят магистральный нефтепровод «[REDACTED]», [REDACTED] РНУ «[REDACTED]», был проведен его расчет на прочность и устойчивость. А так же рассчитаны геометрические параметры ремонтной муфты П1 и необходимое количество герметика и композитного состава для её установки. В результате полученных данных прочность и устойчивость рассматриваемого магистрального нефтепровода подтвердилась.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		111

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД-23.040.00-КТН-090-07 с изм. № 1-5 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
2. Дефекты [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://doidpo.rusoil.net/storage/diagnostics%20equipment/teor/t1-2.htm>. Дата обращения: 20.05.2018.
3. РД-19.100.00-КТН-192-10 Правила технической диагностики нефтепроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации (с изменениями № 1, 2).
4. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
5. РД-23.040.00-КТН-201-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций.
6. СНиП 2.05.06-85\* Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы
7. РД-19.100.00-КТН-001-10 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов.
8. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013 г., с. 40-45, 160 – 180.
9. Fletcher S. US Senate ready to act on pipeline safety/Oil & Gas Journal. Feb.5.2010. p.58-60.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Устранение дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций		
Разраб.		Дубченко И.П.					
Руковод.		Креж В.Г.				112	113
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

Список литературы

10. Муфта РСМ [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://studopedia.ru/6\\_93712\\_mufta-rsm.html](http://studopedia.ru/6_93712_mufta-rsm.html). Дата обращения: 12.05.2018.
11. Конус [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://pso-ngd.com/mufty-ukmt/article\\_post/mufta-ukm](http://pso-ngd.com/mufty-ukmt/article_post/mufta-ukm). Дата обращения: 12.05.2018
12. Антисвищ [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://pso-ngd.com/products/article\\_post/skm-antisvishch](http://pso-ngd.com/products/article_post/skm-antisvishch). Дата обращения: 20.05.2018
13. 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 г., с. 23-25.
14. ОР-19.100.00-КТН-010.10 «Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов»
15. РД-23.040.01-КТН-108-10 «Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов».
16. Федеральный закон № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.
17. Федеральный Закон №116 О промышленной безопасности опасных производственных объектов.
18. НРБ-76/87 Нормы радиационной безопасности.
19. СНиП II-12-77 Нормы проектирования. Защита от шума.
20. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Ростехнадзор России, 2003.
21. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Взамен ГН 2.2.5.686-98; Введ. 2003.06.15. – М.: Минздрав России, 2006.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		113