

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

Тема работы
«Капитальный ремонт магистрального нефтепровода “Алексадровское-Анжеро-Судженск” методом наложения муфт КМТ»

УДК 622.692.4.053:621.825-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Кустов Сергей Сергеевич		10.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев Алексей Львович	к.х.н.		10.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		10.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			10.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
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(У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</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(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	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 (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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
3-2Б6А	Кустову Сергею Сергеевичу

Тема работы:

«Капитальный ремонт магистрального нефтепровода “Александровское-Анжеро-Судженск” методом наложения муфт КМТ»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№36-77/с от 05.02.2021г

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является нефтеперекачивающая станция №14 ООО «Транснефть-Восток».</p> <p>Режим работы объекта непрерывный, круглосуточный.</p> <p>На территории находятся объекты, относящиеся к технологическим сооружениям повышенной опасности, которые требуют особых условий их эксплуатации.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Обзор нормативно-технических документов, регламентирующих работу НПС; описание работы НПС, ее основных объектов, режимов; анализ технологических процессов, выявление недостатков, выработка рекомендаций по их оптимизации; обзор существующих видов строителей, их сравнение, выбор оптимального; расчет участка МН на прочность, расчет толщины стенки трубопровода, гидравлические расчеты; оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения; требования охраны труда, промышленной, пожарной и экологической безопасности.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Технологическая схема НПС, технологическая схема КПП СОД НПС-14, технологическая схема подводного перехода через р. Лена, схема автозаправочной станции НПС-14, Q-H характеристика насоса Sulzer HPDM 600-680-1d/36</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Клемашева Елена Игоревна к.э.н., доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>реферат</p>	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОНД</p>	<p>Саруев Алексей Львович</p>	<p>к.х.н., доцент</p>		<p>20.01.2021</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-2Б6А</p>	<p>Кустов Сергей Сергеевич</p>		<p>20.01.2021</p>

Задание для раздела

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Исполнитель: _____

Группа 3-2Б6А	ФИО Кустову С.С		
Инженерная школа	Природных ресурсов	НОЦ	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материалов и оборудования по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 1,3
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы – 32,5%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование проведения работ
2. Планирование процесса управления НИТ: структура и график проведения, бюджет и риски	Планирование работ в рамках научного исследования Расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	Расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов
Перечень графического материала	
График проведения НИ	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСТН ШБИП	Клемашева Е.И.	к.э.н.		05.02.2021

Задание принял к исполнению исполнитель:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Кустов С.С		05.02.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 3-2Б6А	ФИО Кустову С.
-------------------------	--------------------------

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

«Капитальный ремонт магистрального нефтепровода “Александровское-Анжеро-Судженск” методом наложения муфт КМТ»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Описание района расположения объекта. Географические и навигационно-гидрологические характеристики территории. Гидрометеорологические и экологические особенности района. Особенности рельефа прохождения трассы газопровода.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	1. Правовые нормы трудового законодательства. 2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность:	2.1. Общие требования охраны труда 2.2. Требования безопасности при производстве погрузо-разгрузочных и транспортных работ 2.3. Меры безопасности при производстве сварочных, газорезательных и огневых работах. 2.4. Меры безопасности при работе с электрическими машинами и ручным электроинструментом. 2.5. Требования безопасности при работе на высоте.
3. Экологическая безопасность	3.1. Организация проведения огневых работ. 3.2. Обязанности ответственных лиц в области пожарной безопасности. 3.3. Обеспеченность средствами пожаротушения.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	4.1. Мероприятия по охране окружающей среды. 4.2. Мероприятия по охране почвы. 4.3. Мероприятия по охране поверхностных вод.

	<p>4.4. Мероприятия по охране атмосферного воздуха.</p> <p>4.5. Мероприятия по снижению воздействия на растительный и животный мир.</p> <p>4.6. Мероприятия по обращению с отходами.</p>
5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<p>5.1. Описание ЧС, причины возникновения.</p> <p>5.2. Требования по предотвращению ЧС.</p> <p>5.3. Действия при ЧС.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович	-		05.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Кустов Сергей Сергеевич		05.02.2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:
 бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.01.2021	<i>Краткая физико-географическая характеристика района работ</i>	10
25.02.2021	<i>Анализ технологических процессов, видов строительства, рекомендации по оптимизации</i>	25
14.03.2021	<i>Расчетная часть</i>	20
30.03.2021	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
15.04.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
02.05.2021	<i>Заключение</i>	5
20.05.2021	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л	к.х.н., доцент		20.01.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		20.01.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа 137с., 14 рис., 5табл., 19 источников, графический материал оформлен в виде презентации Microsoft PowerPoint.

СОВРЕМЕННЫЕ КОНСТРУКЦИИ МУФТ ДЛЯ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Объектом гидравлического расчета является магистральный нефтепровод с диаметром $D_y = 720$ мм. и толщиной стенки трубы $\delta = 10$ мм.

Цель данной работы заключается в рассмотрении вопросов капитального ремонта с применением различных конструкций муфт, а также технологических операций, выполняемых при их установке.

Рассмотрены: этапы проведения диагностических работ, виды ремонтируемых дефектов, технологические операции, выполняемые при установке композитных муфт и композитных манжет Clock Spring, а также проведены технологические и экономические расчеты.

Для выполнения дипломной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word 2007;

Презентация подготовлена в программе Microsoft Power Point.

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода "Александровское-Анжиро-Судженск" методом наложения муфт КМТ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Кустов С.С.				Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л						10	137
Консульт.								
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							
						ТПУ гр. 3-2Б6А		

Термины и определения

Линейная часть магистрального трубопровода: Комплекс объектов магистрального трубопровода, включающий в себя трубопроводы, в том числе переходы через естественные и искусственные препятствия, запорную и иную арматуру, установки электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовые линии электропередач, сооружения технологической связи, иные устройства и сооружения, обеспечивающие его безопасную и надежную эксплуатацию, и предназначенный для перекачки нефти/нефтепродуктов между площадочными объектами магистрального трубопровода.

Технологическая карта: Документ, предназначенный для планирования и пооперационного описания технологического процесса технического обслуживания и ремонта технического объекта, определяющий состав операций, трудозатраты, численный состав и квалификации исполнителей, нормы использования материалов, инструментов, запасных частей, машин и механизмов.

Технологический трубопровод: Трубопровод, входящий в состав Площадочного объекта, предназначенный для обеспечения технологических операций и включающий в себя:

- трубопроводы между точками врезки в линейную часть магистрального трубопровода на входе и выходе площадочного объекта, включая трубопроводную арматуру;
- трубопроводы дренажа и утечек от насосных агрегатов, дренажа фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, узлов учета нефти/нефтепродуктов;
- трубопроводы сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления, обвязки емкостей сброса ударной волны, откачки из емкостей сбора утечек;
- трубопроводы резервуарных парков, включая обвязку резервуаров;
- трубопроводы сливо-наливных эстакад;
- трубопроводы опорожнения стендеров морских терминалов, установок для рекуперации паров нефти

Эксплуатация: Стадия жизненного цикла оборудования, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество (по ГОСТ 25866).

Примечание – Эксплуатация изделия включает в себя использование по назначению, транспортирование, хранение, техническое обслуживание и ремонт.

					<i>Капитальный ремонт магистрального нефтепровода "Александровское-Анжеро-Судженск" методом наложения муфт КМТ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Кустов С.С.</i>				<i>Термины и определения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л</i>						11	137
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брцсник О.В.</i>							

Капитальный ремонт линейных объектов: Изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое не влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов и при котором не требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Капитальный ремонт объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов): Замена и (или) восстановление строительных конструкций объектов капитального строительства или элементов таких конструкций, за исключением несущих строительных конструкций, замена и (или) восстановление систем инженерно технического обеспечения и сетей инженерно- технического обеспечения объектов капитального строительства или их элементов, а также замена отдельных элементов несущих строительных конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановление указанных элементов.

Капитальный ремонт здания: Ремонт здания с целью восстановления исправности (работоспособности) его конструкций и систем инженерного оборудования, а также поддержания эксплуатационных показателей.

Механо-технологическое оборудование: Механические технические устройства и системы, оказывающие при функционировании непосредственное воздействие на рабочую среду и обеспечивающие технологический процесс перекачки нефти и нефтепродуктов.

Новое строительство: Возведение комплекса объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения вновь создаваемых предприятий, зданий и сооружений, а также филиалов и отдельных производств, которые после ввода в эксплуатацию будут находиться на самостоятельном балансе.

Нефтеперекачивающая станция: Площадочный объект, включающий в себя комплекс зданий, сооружений и устройств, обеспечивающих его безопасную и надежную эксплуатацию, и предназначенный для выполнения технологических операций по приему, накоплению, учету и перекачке нефти/нефтепродуктов.

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Реконструкция линейных объектов: Изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (мощности, грузоподъемности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Реконструкция объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов): Изменение параметров объекта капитального строительства, его частей (высоты, количества этажей, площади, объема), в том числе надстройка, перестройка, расширение объекта капитального строительства, а также замена и (или) восстановление несущих строительных конструкций объекта капитального строительства, за исключением замены отдельных элементов таких конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановления указанных элементов.

Техническое перевооружение: Комплекс мероприятий по повышению технико-экономического уровня отдельных производств, цехов и участков на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным, а также по совершенствованию общезаводского хозяйства и вспомогательных служб.

Дефектный участок нефтепровода: Участок трубопровода, имеющий один и более дефектов

Опасный дефект на стенке трубы трубопровода: дефект, требующий изменений режима эксплуатации или проведения ремонта нефтепровода. Прочность трубы ниже нормативной

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Обозначения и сокращения

АЗС	Автомобильная заправочная станция
АЦ	Автомобильная цистерна
БДП	Бак-дозатор пожарный
ВПУ	Водо-пенное устройство
Ду	Диаметр условный
ЕП	Емкость подземная
ИП	Извещатель пожарный
ИПЭС	Извещатель пламени пожарный
КПП СОД	Камера пуска/приема средств очистки и диагностики
КСАПТ	Комплексная система автоматического пожаротушения
ЛЧ	Линейная часть
МН	Магистральный нефтепровод
МТ	Магистральный трубопровод
ОАО“АК“Транснефть”	открытое акционерное общество “Акционерная компания “Транснефть”
ЦНС	Центробежный насос секционный
ЛЭС	Линейная эксплуатационная служба
ППР	План производства работ (например, составляемый для замены дефектных участков)
ЦРС	Центральная ремонтная служба

					<i>Капитальный ремонт магистрального нефтепровода “Александровское-Анжеро-Судженск” методом наложения муфт КМТ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кустов С.С.			Обозначения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Сарцев А.Л.					14	137
Консульт.						ТПУ гр. 3-256А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

НПС	Нефтеперекачивающая станция
НСО	Насосная станция откачки утечек
НТИ	Научно-техническое исследование
ПАО	Публичное акционерное общество
РВС	Резервуар вертикальный стальной
РНУ	Районное нефтепроводное управление
СНиП	Строительные нормы и правила
Т.д.	Так далее
Т.е.	То есть
ТЗП	Топливозаправочный пункт
ТС	Трубопроводная система
ТУ	Технологический участок

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	19
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ	23
1.1. Климатические и природные условия района расположения нефтепровода.....	23
1.2. Краткая характеристика физико-географических и климатических условий района проведения работ	23
1.3. Краткая характеристика места производства работ	26
1.4. Краткая характеристика ремонтируемого объекта.....	27
2.1. Методы обследования	30
Наименование	34
Значение.....	34
Характеристики разрешающей способности прибора-дефектоскопа “Ультраскан-WM” Таблица 2.2.....	34
Наименование	35
Значение.....	35
Задиры	35
2.2. Анализ результатов диагностического обследования	35
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРОЕКТА НА РЕМОНТ	42
3.1. Ремонт дефекта.....	42
3.2. Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов.....	43
3.3. Основы метода ремонта по композитно-муфтовой технологии.....	44
3.4. Виды ремонтируемых дефектов.....	47
3.5. Ремонтная манжета Clock Spring.....	49
3.5.1. Работа манжеты Clock Spring.....	51
3.5.2. Характеристика ремонтно-профилактических манжет Clock Spring.....	53
Предел прочности мастики на сжатие	55МПа
3.5.3. Последовательность установки манжет Clock Spring	55
3.5.4. Гарантированная возможность и рентабельность.....	57

					<i>Капитальный ремонт магистрального нефтепровода “Александровское-Анжеро-Судженск” методом наложения муфт КМТ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кистов С.С.			Содержание	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Сарцев А.Л.					16	137
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ ПРИ УСТАНОВКЕ РЕМОНТНОЙ КОНСТРУКЦИИ	60
4.1. Определение места расположения дефекта по данным внутритрубных инспекционных снарядов	61
4.2. Земляные работы при подготовке дефектного участка трубопровода к ремонту	61
Сварочные агрегаты, компрессоры и другие самоходные механизмы должны устанавливаться на спланированные горизонтальные рабочие площадки. Размеры площадок определяются габаритами механизмов, условиями обслуживания и т.д. таким образом, чтобы во всех случаях от крайних габаритных точек до конца площадки со всех сторон было не менее 1м.	63
4.3. Уточнение места расположения дефекта на трубопроводе с учетом информации о поперечных и продольных сварных швах	63
4.4. Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляционного покрытия	64
4.5. Выявление дополнительных дефектов в зоне ремонта и уточнение геометрических параметров дефектов	65
4.6. Дробеструйная обработка поверхности трубопровода в зоне ремонта и внутренних поверхностей ремонтных полумуфт до требуемого качества	66
4.7. Монтаж ремонтной конструкции на трубопроводе	69
4.8. Контроль качества сварных швов на муфте	73
4.9. Регулировка кольцевого зазора между трубой и муфтой	74
4.10. Приготовление герметика	74
4.11. Герметизация краев кольцевого зазора	75
4.12. Приготовление композитного состава	76
4.13. Заполнение композитным составом кольцевого зазора	78
4.14. Подготовка ремонтной конструкции к заключительному контролю	80
4.15. Проведение заключительного контроля качества ремонтной конструкции	81
4.16. Подключение катодной защиты к муфте	81
4.17. Нанесение изоляционного покрытия на отремонтированный участок трубопровода	81
5. Технологический расчет	83
5.1. Гидравлический расчет нефтепровода	83
5.2. Проверка прочности и устойчивости трубопровода	85
5.3. Расчет геометрических параметров ремонтной муфты	94
5.4. Расчет необходимого количества герметика и композитного состава	96
6.1. Производственная безопасность	99

					Содержание	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	99
6.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	102
6.2. Экологическая безопасность	104
6.3. Чрезвычайные ситуации	111
7. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	114
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	114
7.1 Введение.....	114
7.2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	115
7.2.1 Техничко-экономическое обоснование проведения работ.....	115
7.3 Планирование выполнения работ	115
7.3.1 Структура работ в рамках научного исследования	115
7.4 Разработка графика проведения научного исследования	117
7.5.1 Расчет материальных затрат	121
7.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для выполнения работ	122
7.6 Затраты на оплату труда исполнителей работ.....	125
7.7 Амортизационные отчисления.....	128
7.8 Расчет страховых взносов	131
7.9 Накладные расходы.....	131
7.10 Формирование бюджета затрат Капитальный ремонт.....	132
магистрального нефтепровода “Александровское – Анжеро-Судженск” методом наложения муфт КМТ	132
7.11 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ.....	133
Заключение.....	134
Список литературы.....	136

					Содержание	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная и газовая промышленность – базовые отрасли Российской экономики. Ритмичность и стабильность их работы определяет успешность деятельности многих других отраслей промышленности. Очень важным звеном между производителем и потребителем в нефтяной отрасли является трубопроводный транспорт, надёжность работы которого и будет определять стабильность поставок нефти и газа. Системы магистральных нефтепроводов как объект управления предназначены для перекачки больших объемов нефти от поставщиков к многочисленным потребителям, находящимся как внутри, так и за рубежами страны. Управление процессами перекачки для таких систем подчинено жесткому требованию, а именно, управление должно обеспечивать выполнение планов сдачи нефти по всем потребителям системы.

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой отрасли промышленности чрезвычайно высока. Он является основным и одним из дешевых видов транспорта нефти от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и экспорт. Магистральные трубопроводы, обеспечивая энергетическую безопасность страны, в тоже время позволяют разгрузить железнодорожный транспорт для перевозок других важных для народного хозяйства грузов.

Трубопроводный транспорт нефти имеет ряд преимуществ по сравнению с водным и железнодорожным транспортом: минимальная дальность транспортировки, ритмичность работы поставщиков и потребителей, наименьшие потери нефти, наибольшая автоматизация технологических процессов.

Протяженность трубопроводных магистралей России постоянно увеличивается, осуществляются модернизация и техническое перевооружение ранее построенных трубопроводов, внедряются современные средства связи и управления, совершенствуются технологии транспорта высоковязких и

					<i>Капитальный ремонт магистрального нефтепровода "Александровское-Анжеро-Судженск" методом наложения муфт КМТ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Кцстов С.С.</i>				<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Сарцев А.Л.</i>						19	137
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брцсник О.В.</i>							
						ТПУ гр. 3-2Б5А		

застывающих нефтей, сооружения и ремонта объектов магистральных нефтепроводов.

На современном этапе при проектировании систем трубопроводного транспорта нефти необходимо обеспечивать техническую осуществимость в сочетании с передовыми технологиями, экологическую безопасность и экономическую эффективность, а также высокую надежность при эксплуатации, что требует, в свою очередь, высококвалифицированных специалистов в области проектирования, сооружения и эксплуатации магистральных нефтепроводов и хранилищ.

Капитальный ремонт магистральных газонефтепроводов — комплекс технических, технологических, организационных и административно управленческих мероприятий, направленных на восстановление основных фондов объектов трубопроводного транспорта. Цель его — поддержание и восстановление первоначальных эксплуатационных качеств магистральных трубопроводов на отдельных его участках. По видам и объемам работ выделяют аварийный (внеплановый), текущий, средний и капитальный ремонты магистральных газонефтепроводов.

Капитальный ремонт — основной вид ремонта магистральных газонефтепроводов. Он включает в себя комплекс работ по ремонту или замене элементов, конструкций и отдельных участков трубопроводов с целью максимального увеличения межремонтного срока их эксплуатации. К капитальному ремонту линейной части магистральных газонефтепроводов относят: ремонт и замену изоляционного покрытия, дефектных участков, линейной части арматуры трубопровода; очистку внутренней полости трубопровода от парафина, грязи и нанесение внутренней изоляции трубопровода;

ремонт переходов трубопроводов через естественные и искусственные преграды с переукладкой, дополнительным заглублением, восстановлением или сооружением береговых укреплений, устройством водоотвода и др.;

Современное состояние системы магистральных нефтепроводов по мере увеличения продолжительности эксплуатации под влиянием процессов старения,

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

накопления повреждений в металле труб нефтепровода, ухудшается. Циклические воздействия внутреннего давления вызывают накопление усталостных повреждений в зонах дефектов, допущенных при изготовлении труб и проведении строительно-монтажных работ.

В настоящее время срок службы более половины магистральных нефтепроводов превышает 25 лет, поэтому влияние возрастных факторов на надежность нефтепроводов весьма значительно.

Для нефтепроводов, находящихся в эксплуатации, решение проблем надежности возможно только на основе разработки эффективной системы их технического обслуживания и ремонта, позволяющей обеспечить необходимый уровень технического состояния данных объектов.

Для таких протяженных сооружений, как магистральные нефтепроводы, проведение эффективных предупреждающих мер возможно только на основе информации о наличии и расположении дефектов стенки труб нефтепровода, изоляционного покрытия. Получение такой информации возможно только на основе результатов диагностирования.

Проведенный в ОАО ЦТД “Диаскан” технико–экономический сравнительный анализ различных существующих в мировой практике методов ремонта трубопроводов (вырезка, врезка обводного участка по технологии TDW, ремонт композитными манжетами “Clock Spring”, ремонты методом установки приварных или обжимных муфт, композитно – муфтовая технология) показала, что наиболее полно вышеперечисленным требованиям удовлетворяет композитно – муфтовая технология (КМТ) ремонта.

Существует менее затратная и менее трудоемкая технология ремонта участка с образовавшимся дефектом с помощью композитных манжет Clock Spring, позволяющих предотвратить развитие дефекта, перераспределить возникающие здесь напряжения, исключить избыточные деформации стенки трубопровода и сохранить его эксплуатационные характеристики.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Цель данной работы заключается в рассмотрении основ выборочного ремонта с применением композитных муфт и композитных манжет “Clock Spring”, а также технологических операций, выполняемых при их установке

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Климатические и природные условия района расположения нефтепровода

Нефтепровод Александровское – Анжеро-Судженск диаметром 1220 мм введен в эксплуатацию 1972г. Начальной точкой нефтепровода является камера пуска ОУ и СОД ГНПС "Александровская". Нефтепровод располагается в Центральной Сибири и проходит с севера, через всю Томскую область до Анжеро-Судженска Кемеровской области. Обводненность и заболоченность участка достигает 60%. Трубопровод проходит через Васюганские и Инкинские болота пересекает реку Обь и множество других рек и притоков.

Район исследуемого участка в климатическом отношении представляет собой область среднего приобья Западно-Сибирской равнины.

В целом для района характерны продолжительная суровая зима и короткое жаркое лето. Климат почти на всей территории района расположения резко континентальный, характеризующийся продолжительной и холодной зимой, теплым, но не продолжительным летом, короткой весной и осенью. Наблюдаются резкие колебания температуры в течение года, месяца и даже суток. По данным многолетних наблюдений - среднегодовая температура составляет - 5 град.С. Продолжительность зимнего периода - семь месяцев, с октября по май месяц.

1.2. Краткая характеристика физико-географических и климатических условий района проведения работ

Климат района расположения объектов капремонта резко континентальный, характеризуется продолжительной, относительно малоснежной зимой, коротким теплым летом, короткой сухой весной с поздними заморозками, непродолжительной осенью с ранними заморозками и частыми возвратами тепла.

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода "Александровское-Анжеро-Судженск" методом наложения муфт КМТ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Кустов С.С.				ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Сарцев А.Л.						23	137
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

Для Томской области средняя температура января – самого холодного месяца – минус 20,6 °С, минимальные температуры могут опускаться до минус 55 °С. Средняя температура июля – самого жаркого месяца – составляет плюс 17,4 °С, максимальная температура достигает плюс 37 °С.

Для Кемеровской области средняя температура января, самого холодного месяца – минус 17,8°С, минимальные температуры могут опускаться до минус 55°С. Средняя температура июля, самого жаркого месяца, составляет плюс 18,3°С, максимальная температура достигает плюс 37°С.

Трасса магистрального нефтепровода Александровское-Анжеро-Судженск проложена по равнинной местности, имеет понижение с юго-востока на северо-запад. Лишь на юго-востоке в пределы Томской области заходят северные отроги Кузнецкого Алатау. Трасса нефтепровода уложена по долине реки Оби, в основном по ее левому берегу.

Долина р. Оби расчленена террасами на равнинные участки, имеющие местами замкнутые понижения, занятые озерками, старицами или болотами с торфом различной степени разложения в основном I и II типа. Строительная категория грунтов и нормативное давление в пределах глубины 3-5 м:

I категории (песок, супесь, торф) – 0,2-1,6 кг/см²;

II категории (суглинки, глины) – 1,0-2,0 кг/см².

Растительный покров по трассе относится к подзоне средней тайги, лесной зоны Западно-Сибирской низменности, преобладают хвойные породы: сосна, ель, кедр, пихта, лиственница. На припойменных и пойменных участках

					ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

преобладают лиственные породы: береза, осина с густым подлеском ивняка.

От Каргаска на север до г. Стрежевого трасса нефтепровода прорезана овражной сетью, сплошь залесена, встречающиеся болота пересекаются нефтепроводом в наиболее узких местах.

Магистральный нефтепровод Самотлор-Александровское проходит по правому берегу р. Оби и ее пойме. Эксплуатационный участок ОАО «Центрсибнефтепровод» нефтепровода Самотлор-Александровское начинается от км 42 до км 65,2. Трасса проходит по левобережной пойме р. Вах преимущественно заболоченной. На отдельных участках поймы отмечаются гривистые возвышенности, заросшие березняком. Заболоченные участки на пойме относятся ко II типу болот по проходимости. Участок по рельефу спокойный, заросший смешанным хвойным лесом, мелким и редким на заболоченных местах.

Нефтепровод Игольско-Таловое-Парабель проложен по пологоволнистой залесенной местности, с чередованием на открытых участках мелких сфагновых болот.

Трасса нефтепровода от км 231 до НПС Парабель проходит параллельно газопроводу «Лугинецкое н. м. –Парабель». Для данной территории характерно чередование заболоченных участков с плоскими гривами, расчлененными оврагами, ручьями и малыми реками. Это район мелкотравных и зеленомошных пихтовых лесов и их производных лиственных лесов в сочетании с долинными кедровниками сфагновыми и мелкотравными массивами болот в междуречьях.

Ценных и исчезающих видов растений и пород животных, культурных и исторических памятников в полосе отвода магистрального нефтепровода не имеется.

					ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

Непосредственно около рассматриваемой территории заповедники, заказники и национальные парки не располагаются. Животные и растения, занесенные в Красную Книгу, не встречены.

1.3. Краткая характеристика места производства работ

Трасса магистрального нефтепровода Александровское-Анжеро-Судженск $\phi 1220$ мм расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности в бассейне среднего течения р. Оби в пределах лесной зоны, имеет юговосточное направление, проходит по территории Александровского, Каргасокского, Парабельского, Колпашевского, Чаинского и Томского районов Томской области и Яйского района Кемеровской области.

От районного центра Каргасок до г. Томска существующая автомобильная дорога поддерживается в проезжем состоянии круглый год. От района Колпашево до конечного пункта Анжеро-Судженска трасса проходит по обжитым районам с относительно большим количеством населенных пунктов, связанных между собой дорогами круглогодичного использования. От Каргаска на север до г. Стрежевого, трасса нефтепровода проходит по необжитой местности, населенные пункты весьма редки, дорожная сеть отсутствует. Местность пересечена, прорезана овражной сетью, сплошь залесена, встречающиеся болота пересекаются нефтепроводом в наиболее узких местах. Связь между населенными пунктами поддерживается летом по воде, а зимой по зимникам. Нефтепровод Игольско-Таловое-Парабель $\phi 530$ мм расположен в Парабельском районе западной части Томской области. Район прохождения

					<i>ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

трассы нефтепровода находится в исключительно неблагоприятных транспортных условиях, пути сообщения развиты слабо в основном по «зимникам» в зимнее время и летом - водным транспортом.

1.4. Краткая характеристика ремонтируемого объекта

Конструктивно – техническая характеристика нефтепровода «А-А-С»

Таблица 1.1.

<i>Наименование</i>	<i>Ду, мм</i>	<i>Протяженно сть, км</i>
<i>Магистральный нефтепровод км 259 – км 455</i>	<i>1020, 1220</i>	<i>263,5</i>
<i>Магистральный нефтепровод основная нитка км 259 – км 318 км 329 – км 379 км 383 – км 455</i>	<i>1220</i>	<i>181</i>
<i>Магистральный нефтепровод основная нитка км 318 – км 329 км 379 – км 383</i>	<i>1020</i>	<i>15</i>
<i>Магистральный нефтепровод резервная нитка км 286 – км 287</i>	<i>1220</i>	<i>1,5</i>
<i>Магистральный нефтепровод резервная нитка км 318 – км 329 км 379 – км 383 км 394 – км 409 км 418 – км 455</i>	<i>1020</i>	<i>66</i>

Магистральный нефтепровод “Александровское – Анжеро-Судженск”
диаметром 1020 и 1220 мм и общей протяженностью 940,7 км. Технологически

					ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

данный нефтепровод обслуживается тремя линейными производственно – диспетчерскими службами (ЛПДС).

Проектом предусмотрен ремонт дефектов на участке магистрального нефтепровода “Александровское – Анжеро-Судженск” км. 259 – 455, протяженностью 263,5 км. Данный участок нефтепровода проложен подземно, с использованием прямошовных труб. Конструктивно – техническая характеристика данного участка представлена в таблице 1.

Технологически данный участок нефтепровода обслуживается линейной производственно – диспетчерской службой (ЛПДС) “Парабель”. Ниже в таблице 2 представлены границы обслуживания участка.

Границы обслуживания магистрального нефтепровода «А-А-С» Таблица 1.2.

ОАО МН (РНУ, УМН)	РНУ (ЛПДС)	Границы зоны обслуживания			
		Начало зоны, км	Ориентир на местности	Конец зоны, км	Ориентир на местности
ОАО “Центрсиб нефтепрово д”	филиал ЛПДС “Пар абель”, в т. ч.:	259	Линейная задвигка км 259	455	Камера приема СОД резервная нитка км 455
ОАО “Центрсиб нефтепрово д”	филиал ЛПДС “Парабель” – ЛЭС “Каргасок”	259	Линейная задвигка км 259	380	ППМН р. Парабель (урез левого берега)
ОАО “Центрсиб нефтепрово д”	филиал ЛПДС “Парабель” – ЛЭС “Парабель”	380	ППМН р. Парабель (урез левого берега)	455	Камера приема СОД резервная нитка км 455

Данный участок нефтепровода имеет 13 переходов через большие водные преграды шириной от 10 м и более, глубиной от 1,5 м и более и 10 – через малые.

Рисунок 1. Участок магистральных нефтепроводов Нерюнгринского РНУ

НПС-21 – Нефтеналивной терминал

					ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

2. ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА

Безопасная эксплуатация и продление срока службы магистральных нефтепроводов ОАО АК “Транснефть” предусматривает получение полной информации о техническом состоянии системы трубопроводов при помощи интегрированного четырехуровневого диагностического контроля с использованием средств внутритрубной диагностики. На сегодняшний день Центром технической диагностики “Диаскан” внедрено три уровня приборов-дефектоскопов.

Своевременное проведение диагностических работ на линейной части магистральных нефтепроводов, является важной и неотъемлемой частью безаварийной работы нефтепроводного транспорта.

Диагностические работы проводятся:

на плановой основе в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации в отрасли;

правил проведения диагностических работ;

норм периодичности обследования магистральных трубопроводов внутритрубными инспекционными приборами РД 153-39-029-98;

положения о проведении работ по диагностированию;

требований «Регламента взаимоотношений ОАО «АК ТРАНСНЕФТЬ» ОАО МН, и ОАО ЦТД «ДИАСКАН» при диагностике и представлении ее результатов» перспективных программ диагностического обследования нефтепроводов на 2005 – 2010 годы.

с учетом внеплановых диагностических работ в случае возникновения нештатных ситуаций на участках МН.

					<i>Капитальный ремонт магистрального нефтепровода “Александровское-Анжеро-Судженск” методом наложения муфт КМТ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Кустов С.С.</i>				ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Сарцев А.Л.</i>						29	137
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

2.1. Методы обследования

Внутренняя полость магистральных нефтепроводов в процессе эксплуатации и при подготовке к проведению диагностических работ подвергается очистке в соответствии с действующим "Положением о проведении работ по очистке внутренней полости магистральных нефтепроводов", утвержденным Центральной управляющей организацией системы МН от 24 марта 1998 г.

Непосредственно перед пропуском ультразвукового снаряда-дефектоскопа предприятие, выполняющее диагностические работы, выполняет контроль степени очистки стенки трубы участка нефтепровода и дополнительную очистку стенки трубы путем пропускания двух пар специальных очистных скребков (щеточных скребков Исполнителя).

Необходимая полнота контроля участка МН должна достигаться на основе реализации 4-х уровневой интегрированной системы диагностирования, предусматривающей определение параметров следующих дефектов и особенностей трубопровода, выходящих за пределы допустимых значений, оговоренных в утвержденных в установленном порядке методиках определения опасности дефектов:

дефектов геометрии и особенностей трубопровода (вмятин, гофр, овальностей поперечного сечения, выступающих внутрь трубы элементы арматуры трубопровода), ведущих к уменьшению его проходного сечения;

дефектов типа потери металла, уменьшающих толщину стенки трубопровода (коррозионных язв, царапин, вырывов металла и т.п.), а также расслоений, включений в стенке трубы;

поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах; - продольных трещин в теле трубы, продольных трещин и трещиноподобных дефектов в продольных сварных швах.

На первом уровне диагностирования (для участков, обследуемых впервые), прежде всего, должна быть получена информация об особенностях и дефектах геометрии трубопровода, вызывающих уменьшение его проходного сечения.

					ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

Для получения такой информации следует использовать комплекс технических средств в составе скребка-калибра и снаряда-профилемера. Проведение диагностических работ должно начинаться с пропуска скребка-калибра, снабженного калибровочными дисками, укомплектованными тонкими мерными пластинами. Диаметр калибровочных дисков должен составлять 60%, 70% и 85% от наружного диаметра трубопровода. По состоянию пластин после прогона (наличию или отсутствию их изгиба) производится предварительное определение минимального проходного сечения участка нефтепровода.

Минимальное проходное сечение линейной части нефтепровода, безопасное для пропуска стандартного профилемера, составляет 70% от наружного диаметра трубопровода.

Затем осуществляется двукратный пропуск снаряда-профилемера. Снаряд-профилемер “Калипер”, представляющий собой электронно-механическое устройство, оснащенное рычажными датчиками, которые позволяют измерять внутреннее проходное сечение, определять положения сварных швов, подкладных колец, а также обнаруживать и измерять такие дефекты формы трубы, как вмятины, гофры, овальность сечения. Отклонения оси трубопровода фиксируются индикатором поворота по взаимному положению продольных осей двух последовательных секций снаряда-профилемера. Аналоговые значения измерений преобразуются в цифровые и записываются в блок хранения. Пройденное снарядом расстояние определяется с помощью специальных измерительных колес. Привязка мест расположения дефектов к определенным точкам трассы трубопровода осуществляется с помощью специальных устройств-маркеров.

По результатам пропуска снарядов-профилемеров оценивается также возможность пропуска снарядов-дефектоскопов, обнаруживающих и измеряющих дефекты стенки трубопровода.

Характеристики точности обнаруживаемых снарядом “Калипер” дефектов геометрии трубы приведены в табл. 2.1.

					ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

На втором уровне диагностирования используется снаряд-дефектоскоп “Ультраскан-WM”, представляющий собой компьютеризированное диагностическое устройство, использующее метод импульсного отражения ультразвуковых сигналов погруженных в нефть датчиков от внутренней и внешней поверхностей стенки трубы. По времени прихода первого отраженного сигнала определяется расстояние от датчика до внутренней поверхности трубы, по времени прихода второго сигнала – толщина стенки трубы. Кроме того сигнал, отражается от несплошностей в металле трубы. Значения измерений записываются в блок хранения. Привязка мест расположений дефектов к определенным точкам трассы трубопровода осуществляется с помощью маркеров.

Снаряд-дефектоскоп “Ультраскан-WM” позволяет обнаруживать и измерять параметры таких дефектов стенки трубы, как потери металла коррозионного и механического происхождения, расслоения, в том числе прилегающие к сварным швам и с выходом на поверхность.

Характеристики точности обнаружения дефектов снарядом “Ультраскан-WM” приведены в табл. 2.2.

На третьем уровне диагностирования пропускается магнитный снаряд-дефектоскоп высокого разрешения типа MFL, представляющий собой компьютеризированное диагностическое устройство, использующее метод рассеяния магнитного потока, возникающего в месте расположения дефекта стенки трубы при ее намагничивании. Во время своего движения по трубопроводу оснащенный магнитами снаряд создает в стенке трубы мощное магнитное поле, а находящиеся между полюсами магнита датчики регистрируют изменение магнитного поля и измеряют его значение. Специальные датчики, создающие собственное локальное магнитное поле, служат для разделения обнаруженных дефектов на внутренние и внешние. Значения измерений записываются в блок хранения. Привязка мест расположений дефектов к определенным точкам трассы трубопровода осуществляется с помощью маркеров.

					ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Снаряд дефектоскоп типа MFL позволяет обнаруживать и измерять поперечные трещины, трещиноподобные дефекты в основном металле труб, а также аномалии в кольцевых сварных швах. Эти снаряды способны определять также дефекты типа потери металла.

Характеристики точности обнаружения дефектов снарядом типа MFL приведены в табл. 2.3.

Четвертым уровнем дефектоскопии является применение снаряда дефектоскопа “Ультраскан CD”. Он представляет собой компьютеризированное диагностическое устройство, использующее ультразвуковые волны, распространяющиеся внутри стенки трубы. Датчики снаряда работают в режиме излучения зондирующего импульса и приема импульса, отраженного от трещин и других трещиноподобных дефектов. Снаряд дефектоскоп оснащен сменными носителями датчиков, предназначенными для обнаружения и измерения трещиноподобных дефектов в продольных сварных швах и трещин в основном металле, ориентированных вдоль трубы.

К основным типам дефектов, выявляемых на IV уровне диагностики, относятся:

трещиноподобные дефекты в сварных швах (сварочные трещины, непровары корня шва, подрезы, несплавления и т.п.);

усталостные трещины, развивающиеся из дефектов сварных швов и дефектов основного металла стенки трубы; стресс коррозионное растрескивание.

В отличие от дефектоскопа “Ультраскан-WM”, предназначенного для определения дефектов потери металла, в котором датчики осуществляют сканирование стенки по нормали к поверхности трубы, в снаряде “Ультраскан-CD” для определения продольных трещин ультразвуковые датчики установлены с наклоном относительно радиальной плоскости трубы и перпендикулярно относительно направления движения снаряда. Угол наклона ультразвуковых датчиков выбирается таким образом, чтобы с учетом

					ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

преломления на поверхности трубы обеспечить распространение ультразвуковых волн внутри стенки под углом 45°.

Зондирующие ультразвуковые импульсы подаются через каждые 3 мм по ходу снаряда. Разрешающая способность снаряда обеспечивает обнаружение трещин длиной 30 мм и минимальной глубиной 0,15 t, где t- толщина стенки трубопровода. Данный снаряд может работать только при наличие жидкой среды в трубопроводе. Значения измерений записываются в блок хранения. Привязка мест расположения дефектов к определенным точкам трассы трубопровода осуществляется с помощью маркеров.

Таблица 2.1 Характеристики разрешающей способности снаряда-профилемера “Калипер”

№ п/п	Наименование	Значение
1	Разрешение измерения диаметра	0.03% от внешнего диаметра
2	Погрешность измерения вмятины в прямой трубе	±0.4% от внешнего диаметра
3	Погрешность измерения в коленах	±0.6% от внешнего диаметра
4	Погрешность определения месторасположения дефекта	±1 м
5	Разрешение измерения колена	0.03% от внешнего диаметра
6	Погрешность измерения расстояния	Макс. 0.5% от пройденного расстояния

Характеристики разрешающей способности снаряда-дефектоскопа “Ультраскан-WM” Таблица 2.2

№ п/п	Наименование	Значение
1	Точность измерения глубины коррозии	±0.5 мм
2	Поперечное разрешение	8 мм
3	Продольное разрешение	3.3 мм
4	Точность определения местоположения дефекта	±0.25 м от ближайшего поперечного сварного шва

Характеристики разрешающей способности прибора-дефектоскопа типа
MFL Таблица 2.3

1	2	3	4
Наименование	Язвенная коррозия <(3t × 3t)	Общая коррозия >(3t × 3t)	Задиры (L > 2W)
Минимальная глубина точного определения размеров	0.4 t (от толщины стенки) при поверхностных размерах свыше (t/2+5мм)×(t/2+5мм)	±0.2t	±0.4t если w>2t или 15мм ±0.2t если w>3t или 25мм
Точность определения размеров по глубине	±0.3t	±0.3t	±0.3t если w>2t или 15мм ±0.3t если w>3t или 5мм
Точность определения размеров по длине	±30мм	±40мм	±40мм
Точность определения координат по оси	±0.2мм между дефектом и реперным кольцевым швом и ±1% от указанной дистанции между ближайшим кольцевым швом в направлении против потока продукта и конкретной реперной точкой. Точность измерительной системы Дефектоскопа ±0.1% от пройденной дистанции.		
Точность определения координат по окружности	±7.5 градусов; для простоты использования принято понятие “до ближайшего положения “полчаса”		

2.2. Анализ результатов диагностического обследования

В настоящее время ОАО «Центрсибнефтепровод» осуществлен трехуровневый диагностический контроль нефтепроводов с использованием прибора –

					ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

профилемера «Калипер», прибора-дефектоскопа «Ультраскан WM» и магнитоскана «MFL» .

После прогона прибора-дефектоскопа “Ультраскан WM” по нефтепроводу, данные ультразвуковой диагностики переписываются на оптические диски или компакт-диски и затем обрабатываются на спецкомпьютерах. Обработка данных производится на сертифицированном оборудовании с использованием лицензионного программного обеспечения с предварительной проверкой оборудования на наличие компьютерных вирусов. Результаты внутритрубного обследования представляются на экране дисплея высокого разрешения в виде развернутых фрагментов внутренней поверхности трубопровода, окрашенных в различные цвета в зависимости от остаточной толщины стенки.

Заключительной фазой является анализ полученных данных специалистами Центра технической диагностики с целью идентификации дефектов и арматурных элементов с выдачей сертификатов на заслуживающие внимания особенности нефтепровода с их описанием и привязкой к ближайшим точкам – по ориентирам и поперечным кольцевым сварным швам.

На основании этих данных составляется отчет по диагностическому обследованию конкретного участка нефтепровода, который передается непосредственно Заказчику, т.е. ОАО «МНЦС». Необходимо отметить важность сохранения маркерных пунктов на весь срок функционирования нефтепровода. При повторных пропусках ВИС привязка к одним и тем же маркерным пунктам даст возможность идентифицировать любой обнаруженный дефект и сравнить с прошлым его состоянием. Это представляется важным для оценки скорости развития дефектов.

В период 22 ноября по 17 декабря 2007 года на нефтепроводе Александровское – Анжеро-Судженск (участок Парабель – Анжерская) была проведена работа по диагностическому обследованию трубопровода внутритрубным инспекционным прибором (ВИС) "Ультраскан WM".

					ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

Пропуск дефектоскопа "Ультраскан WM" был произведен после контрольного пропуска профилемера "Калипер".

Для удаления со стенок нефтепровода загрязнений были пропущены очистные скребки с плоскими полиуретановыми очистными дисками и спец. скребки с металлическими щетками.

Скорость ВИС "Ультраскан WM" во время прогона составляла 0.66 м/с. С целью привязки возможных дефектов нефтепровода к местности на трассе были установлены маркерные пункты, которые наряду с арматурными элементами (задвижки, вантуза) являются точками-ориентирами и используются для определения местоположения дефектов.

После обследования нефтепровода ВИС "Ультраскан WM" создается технический отчет по диагностическому обследованию, в который входит "Журнал особенностей нефтепровода"; "Журнал регистрации вмятин и гофр"; "Журнал опасных дефектов"; "Журнал дефектов ПОР" и "Журнал дефектов обязательного дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК)".

В "Журнал особенностей нефтепровода" заносятся сведения об особенностях различного характера в линейной части нефтепровода.

"Журнал особенностей" служит исходной базой для расчетов на статическую прочность дефектосодержащих труб по "Методике. определения опасности повреждений стенки труб магистральных нефтепроводов по данным обследования внутритрубными дефектоскопами", утвержденной 17 октября 1997 г. АК "Транснефть" в качестве нормативного документа и согласованной Росгортехнадзором. На этой стадии выявляются опасные дефекты стенки труб обследованного участка нефтепровода. Сведения об этих дефектах содержатся в оформленных на каждый из них сертификатах "Журнал опасных дефектов".

Расчеты проводятся с использованием программно-методического комплекса (ПМК), разработанного на основе вышеупомянутой методики, исходя из результатов обработки (интерпретации) информации, зарегистрированной ВИС "Ультраскан WM" ("Журнал особенностей

					ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

нефтепровода"), также данных предоставленных ОАО "Центрсибнефтепровод".

По результатам расчетов особое внимание обращают на особенности, опасные с точки зрения статической прочности дефектосодержащих труб, а также на гофры и вмятины, примыкающие к сварным швам, но при этом принимают во внимание и остальные дефекты, содержащиеся в "Журнале особенностей нефтепровода".

Любые особенности при их точном определении на местности могут также служить дополнительными точками-ориентирами для поиска других особенностей.

Под особенностью нефтепровода понимаются различного рода дефекты (потери металла, расслоения, вмятины и др.), а также специфические элементы, расположенные на данном участке трубопровода (задвижки, вантузы, трубная арматура и др.), которые при последующих пропусках ВИС "Ультраскан WM" по данному участку смогут помочь оценить состояние и развитие дефектов нефтепровода, а также обеспечить дополнительную привязку дефектов. В "Журнал опасных дефектов нефтепровода" заносятся:

1) дефекты, опасные по результатам расчетов прочности дефектосодержащих труб.

2) любые дефекты, связанные с потерей металла (потери металла, риски и т.п.), независимо от того, опасны или нет эти дефекты по результатам расчетов прочности, если в зоне дефекта измеренное значение остаточной толщины стенки трубы находится на предельном минимальном уровне измерения толщины стенки трубы (4.00 мм для "Ультраскан WM" данного типа).

3) дефекты формы трубы (вмятины и гофры), примыкающие к сварным швам, если их измеренная глубина превышает по величине 3 % от наружного диаметра трубопровода.

Необходимость проведения дополнительного дефектоскопического контроля, определяется по методике ремонта табл. 2.4.

					ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

Необходимость проведения ДДК Таблица 2.4

Описание и параметры дефекта	Цель проведения ДДК
------------------------------	---------------------

Продолжение табл. 2.4

Все дефекты ПОР.	Уточнение параметров, местоположения дефекта и метода ремонта.
Дефекты геометрии глубиной от 1% до 3,5% от номинального диаметра	Определение наличия дополнительных повреждений в дефекте геометрии для уточнения очередности ремонта.
Дефекты ДПР при проведении ремонта	Уточнение параметров, местоположения дефекта и метода ремонта.

В первую очередь ДДК необходимо проводить для дефектов, имеющих глубину на уровне ограничений технических возможностей ВИП (глубиной 70% от толщины стенки трубы для магнитного дефектоскопа, с остаточной толщиной от 3 мм до 5,6 мм для ультразвукового дефектоскопа типа WM, указываемой в конкретных отчетах по внутритрубной диагностике).

Дефекты геометрии глубиной от 1% до 3,5% от номинального диаметра, выявленные по результатам пропуска ВИП, включаются в состав дефектов ПОР, и по результатам ДДК определяется наличие в них дополнительных повреждений и уточняется их классификация.

При проведении ДДК используются следующие методы неразрушающего контроля: визуально - измерительный; ультразвуковой; радиографический; магнитный (магнитографический и др.).

Возможно применение (при необходимости) других методов контроля, обеспечивающих выявление дефектов и определение их параметров (капиллярный, вихретоковый и др.).

Сведения о всех дефектах на участке Парабель – Анжерская нефтепровода А-А-С, по результатам пропуска дефектоскопа "Ультраскан" представлены в табл. 2.5.

Распределение труб и особенностей по типам, расслоений и включений по размеру, в процентном отношении, изображено на приведенных далее диаграммах.

Сведения о всех дефектах на участке Парабель – Анжерская Таблица 2.5

Название особенности	Количество по типам							
	Внутренние		Внешние		Внутрстен.		Деф.геом.	
	Парабель Орловка	Орловка-Анжерка	Парабель-Орловка	Орловка-Анжерка	Парабель-Орловка	Орловка-Анжерка	Парабель-Орловка	Орловка-Анжерка
Потери металла	499	116	19649	667				
Риски			12	2				
Изменение толщины стенки					1 80			
Расслоения					3 790	2 17 2		

Вмятины							1 395	1837
Гофры							1 15	438
Смещения							2 3	2

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРОЕКТА НА РЕМОНТ

3.1. Ремонт дефекта

Диагностические исследования нефтепроводов с помощью внутритрубных инспекционных приборов (ВИП) выявили наличие на трубе недопустимых ремонтных конструкций, дефектов геометрии (вмятины и гофры), потери металла и риски на поверхности трубы, дефекты сварных швов, что вызвало необходимость ремонта линейной части нефтепроводов.

«Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов», рекомендациям ОАО «Центр технической диагностики «Диаскан» и заключаются в ремонте дефектных участков нефтепроводов путем установки составных композитных муфт типа П-1.

Характеристики применяемых муфт:

- толщина стенки муфты для трубопровода $\phi 1220\text{мм}$ – 14-19 мм.
- для изготовления муфт должна быть использована сталь в хладостойком исполнении (второй уровень качества), класс прочности не ниже K52.

Окончательное решение о методе ремонта дефекта принимается после проведения дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК). ДДК дефектного участка проводится с целью идентификации дефекта, обнаруженного ВИП, и включает ультразвуковую толщинометрию стенки трубы в районе дефекта, визуально - измерительный контроль параметров дефекта, магнитопорошковый контроль рисков с целью выявления в них дополнительных (не обнаруженных ВИП) дефектов, ультразвуковую дефектоскопию металла и сварных швов магистральных нефтепроводов. Идентификация и ДДК проводятся для всех дефектов, подлежащих ремонту

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода "Александровское-Анжеро-Судженск" методом наложения муфт КМТ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кцстов С.С.			Технологические решения проекта на ремонт	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					42	137
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брцник О.В.						

после вскрытия соответствующих участков для проведения ремонта. Идентификация дефекта заключается в определении типа, истинных границ и размеров дефекта, сравнении их с данными отчета по пропуску ВИП и установлении факта их идентичности.

Ремонт выполняется при давлении в трубопроводе не более 2,5 МПа.

3.2. Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов

Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов является обязательной для организаций, занимающихся выполнением ремонтных работ трубопроводов по КМТ "Методика ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики"

Область применения настоящего документа - ремонт магистральных трубопроводов со следующими техническими характеристиками:

Наружный диаметр 1220 мм;

Толщина стенок (6-19) мм;

Рабочее давление до 7.5 МПа;

Температура перекачиваемого продукта на участке, отремонтированном с установкой муфты, от минус 12°С до +60° С;

Для изготовления муфт применяются, низколегированные стали марок 13Г1С, 09Г2С, 17Г1С-У или аналогичные. При этом толщина стенки муфты не должна превышать толщину стенки трубы более чем на 20%.

Ремонтные работы проводятся при температуре окружающего воздуха от минус 20°С до +40°С, при этом операция заполнения муфты композитным составом выполняется при температуре от +3°С до +25°С. Для обеспечения требуемого диапазона температур над местом ремонта устанавливается обогреваемое защитное укрытие палаточного типа. Температура перекачиваемой нефти во время ремонта должна быть от +3°С до +25°С.

					<i>Технологические решения проекта на ремонт</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

3.3. Основы метода ремонта по композитно-муфтовой технологии

В основе метода лежит установка на участок трубопровода с дефектом композитно-муфтовой ремонтной конструкции, которая обеспечивает полное восстановление прочности и долговечности отремонтированного участка трубопровода до уровня бездефектной трубы при воздействии статических и циклических нагрузок.

Композитно-муфтовая ремонтная конструкция состоит из сваренной из двух половин стальной муфты, устанавливаемой на трубе по центру дефекта с кольцевым зазором от 6 мм до 40 мм. Большой допуск для кольцевого зазора позволяет ремонтировать трубопроводы с дефектами геометрии поперечного сечения и изгибом продольной оси. Концы кольцевого зазора заполняются быстрозатвердевающим герметиком. Объем между трубой и муфтой заполняется затвердевающим композитным составом.

На время проведения ремонтных работ по композитно-муфтовой технологии проходное давление в зоне дефекта должно быть снижено на величину до 30% от проходного давления в зоне

дефекта на момент его обнаружения. Снижение давления требуется из соображений безопасности при обследовании дефектных участков, установке ремонтной конструкции и на время отверждения композитного состава. Конкретная величина снижения давления определяется организацией, выполняющей ремонт, с учетом результатов дополнительного дефектоскопического контроля и доводится до сведения организации, эксплуатирующей трубопровод, не менее чем за 24 часа до начала ремонтных работ.

Муфты, используемые для ремонта дефектов трубы, могут устанавливаться на прямые трубы, на трубы с радиусом изгиба не менее $1,5 D_H$.

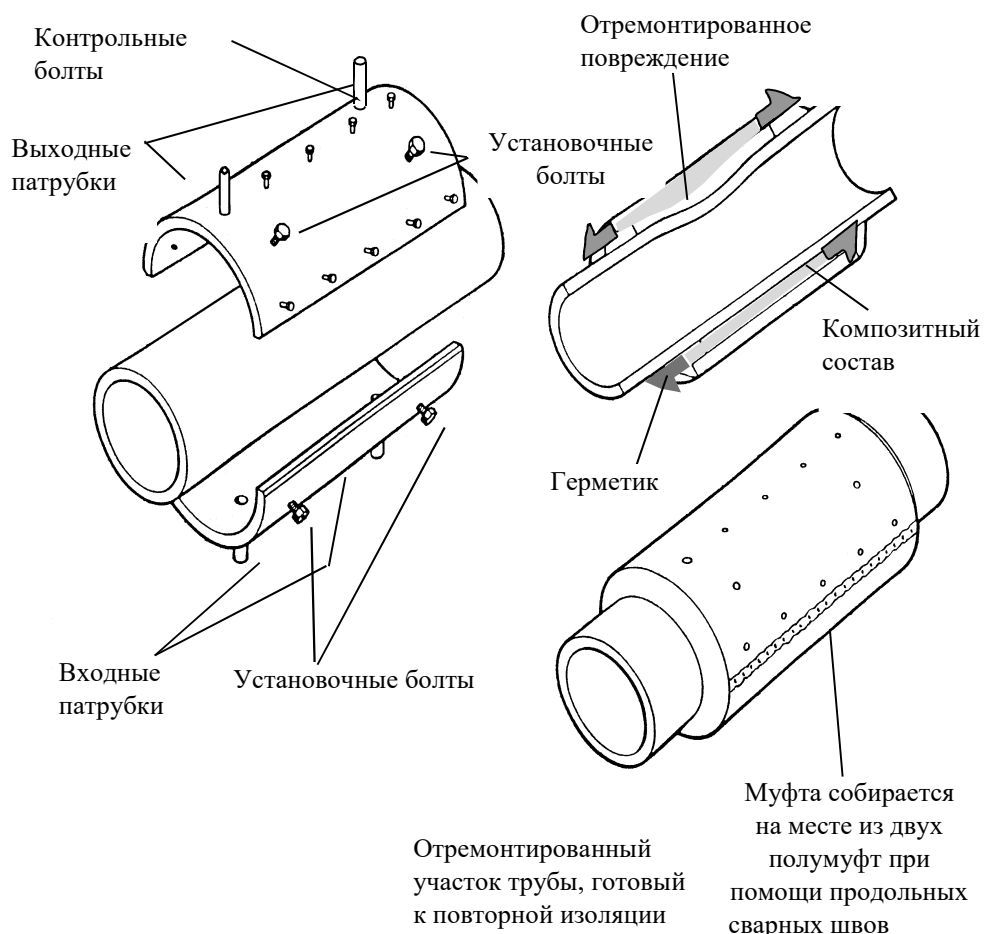
Применяют два типа ремонтных муфт:

муфта со сварным соединением полумуфт;

					<i>Технологические решения проекта на ремонт</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

муфта с фланцевым соединением полумуфт.

Ремонтная муфта со сварным соединением полумуфт состоит из двух полумуфт, которые соединяются между собой сварными швами при монтаже муфты на трубопровод.



Ремонтная муфта со сварным соединением Рис.3.1.

При этом сама муфта к трубопроводу не приваривается. Боковые кромки обеих полумуфт имеют разделку под сварку. Полумуфты изготавливают из листовой стали, материал которой и толщина должны соответствовать материалу и толщине ремонтируемого трубопровода.

Ремонтная муфта с фланцевым соединением, в отличие от муфты со сварными швами соединяется на трубопроводе с помощью шпилек, стягивающих фланцы. Это позволяет сократить время установки муфты на трубопроводе, что особенно важно при ремонте в зонах повышенной опасности.

Конструкция арматуры с фланцевым соединением, аналогична арматуре, устанавливаемой на муфту со сварным соединением.

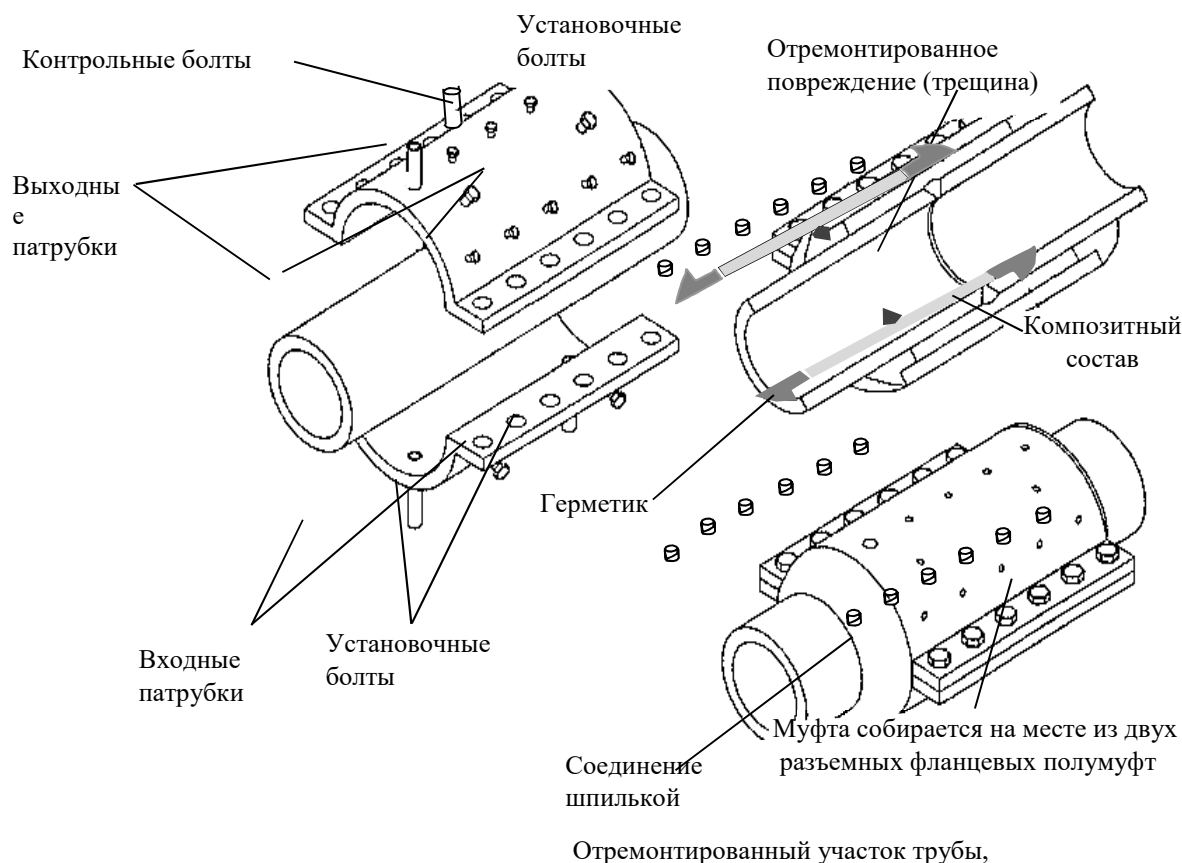


Рис.3.2. Ремонтная муфта с фланцевым соединением

Маркировка изготовленных муфт

На наружной поверхности каждой полумуфты, на расстоянии 250мм от одного из торцов, должны быть нанесены шрифтом высотой не менее 30мм несмываемой краской четкая маркировка (ГОСТ 2.314-68), содержащая:

- обозначение полумуфты;
- заводской порядковый номер полумуфты;
- марка материала;
- внутренний диаметр полумуфты;
- клеймо ОТК (ГОСТ 2.314-68).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Базовые торцы - торцы полумуфт, которые необходимо совмещать при сборке каждой секции ремонтной конструкции.

Состав комплекта полумуфт:

верхняя и нижняя полумуфты с сопроводительными паспортами по ГОСТ 2601. 95 на верхнюю и нижнюю полумуфты;

установочные, контрольные болты и патрубки согласно чертежу на муфту.

3.4. Виды ремонтируемых дефектов

Композитно-муфтовая технология позволяет выполнить постоянный ремонт трубопроводов диаметром от 325мм до 1220мм, имеющих следующие виды дефектов:

Потеря металла (любого происхождения и конфигурации, внутренняя и наружная) протяженностью до заводской длины трубы, шириной до 60% от длины окружности трубы и глубиной до 90% от номинального значения толщины стенки:

механического происхождения (царапины, задиры, забоины);

коррозионного происхождения (общая коррозия, местная коррозия, коррозионные язвы, ручейковая коррозия, точечная коррозия), технологического происхождения, связанного с изготовлением листа или труб (например, вмятина в прокате).

Трещины глубиной до 70% от номинального значения толщины стенки с длиной: не более радиуса трубы в осевом направлении или до 60% от длины окружности трубы в окружном направлении.

Дефекты и трещины в продольных, поперечных и спиральных сварных швах

Расслоения длиной до заводской длины трубы, в том числе расслоения с выходом на поверхность и в зоне сварных швов.

					<i>Технологические решения проекта на ремонт</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

Вмятины в соответствии с табл. 3.1. допустимая глубина вмятины диаметр трубопровода 1220 мм (D_n), глубина вмятины не более 45мм

Допустимая глубина вмятины Таблица 3.1

Диаметр трубопровода D_n , мм	25	377	426	530	720	820	1020	1220
Глубина Вмятины, мм	33	38	43	3	50	48	45	45

где D_n – номинальный (наружный) диаметр трубопровода.

Комбинированные дефекты вида:

вмятина(гофр) + царапина;

вмятина(гофр) + коррозия;

вмятина(гофр) + трещи

вмятина(гофр) + расслоение;

расслоение + коррозия;

дефект сварки + коррозия;

расслоение + дефект сварки;

расслоение с выходом на внутреннюю поверхность;

трещина + расслоение, выходящее на поверхность;

вмятина на сварном стыке в сочетании с царапиной, коррозией, трещиной (размеры вмятин в соответствии с табл. 3.1).

Технология ремонта обеспечивает возможность ремонта дефектов, в сочетании со следующими конструктивно-технологическими особенностями трубопровода:

					Технологические решения проекта на ремонт	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

на изгибах трубопровода (с номинальным радиусом изгиба $R=1,5D_H$);
 при несоосности двух смежных сваренных труб с величиной до толщины
 стенки труб;

при овальности трубы в соответствии табл. 3.2:

допустимая величина овальности не более $100 (D_1-D_2)/ D_H$ 5,6 %

Допустимая величина овальности Таблица 3.2

Диаметр трубопрово да D_H , мм	325	377	426	530	720	820	1020	1220
Овальность ,не более $100(D_1-D_2)/ D_H$, %	20,9	18	15,9	12,8	9,4	,3	6,7	5,6

где D_1 (D_2) – наибольшее (наименьшее) значение диаметра трубопровода во
 взаимно перпендикулярных направлениях в мм.

3.5. Ремонтная манжета Clock Spring

Для надежного исключения вероятности аварии подобных случаях совсем не
 обязательно заменять поврежденный участок трубопровода на новый.

Существенно менее затратная и менее трудоёмкая технология ремонта
 участка с образовавшимся дефектом с помощью композитных манжет Clock
 Spring позволяет предотвратить развитие дефекта, перераспределить
 возникающие здесь напряжения, исключить избыточные деформации стенки
 трубопровода и сохранить тем самым его эксплуатационные характеристики.

С развитием транспортной трубопроводной сети объём предупреждающих
 ремонтных работ будет возрастать. Следовательно, возрастает актуальность и
 значимость технологии ремонта, гарантирующей восстановление проектных
 характеристик трубопроводов и их дальнейшую безотказную эксплуатацию —
 без ограничения срока.

И опять же именно такой технологией, — позволяющей надёжно устранить потенциальный источник аварии и гарантирующей безотказную эксплуатацию отремонтированного участка на протяжении всего цикла жизни трубопровода, — является ремонт с использованием манжет Clock Spring.

Манжета представляет собой полосу высокопрочного композитного материала на основе однонаправленного специального стекловолокна с матричной памятью свёртывания. В рабочем положении она похожа на свёрнутую часовую пружину (clock spring — часовая пружина).

Перед установкой манжеты все дефекты на поверхности трубы заделываются передающей нагрузку мастикой с высоким сопротивлением сжатию. Затем на ремонтируемый участок трубы наматывают композитную манжету, промазывая каждый виток полосы слоем быстросохнущего прочного адгезива.

После установки манжеты труба и три указанных компонента (полоса композита, мастика и адгезив) образуют единую систему с жёсткостью.

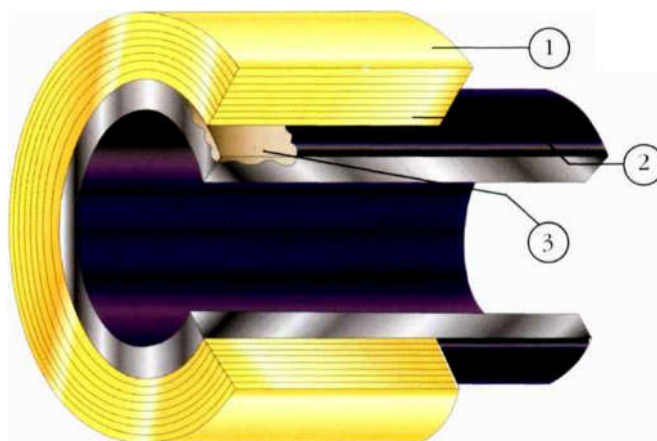


Рис.3.3. Установка манжеты

где 1- полоса композитного материала, имеющего высокопрочную однонаправленную структуру;

2- двухкомпонентный высокопрочный адгезив;

3- мастика для передачи нагрузки с высоким сопротивлением сжатию.

Для каждого диаметра трубы выпускаются манжеты, соответствующего размера, и при их изготовлении матричная память программируется так, чтобы манжета после деформации возвращалась в цилиндрическое состояние с диаметром, соответствующим диаметру ремонтируемой трубы. Этим и обеспечивается высокая плотность и равномерность прилегания манжеты к трубе независимо от внутреннего давления трубопровода.

Матричная память и строгое соответствие диаметров манжеты и трубы исключают сколько-нибудь существенное давление манжеты на трубу.

3.5.1. Работа манжеты Clock Spring

Манжета предотвращает аварии, снимая или снижая до допустимых нагрузки в местах дефектов, а также расширяя зону упругих деформаций в местах значительного истончения стенок трубы.

Плотность прилегания манжеты к стенкам трубы и полная передача на неё избыточной нагрузки со стенок трубы обеспечиваются:

матричной памятью,

специальной мастикой, заполняющей все неровности и передающей нагрузку в местах дефектов;

адгезивом, не позволяющим слоям манжеты перемещаться друг относительно друга и стенок трубы;

установкой манжеты при пониженном давлении.

При возвращении рабочего давления установленная манжета сразу оказывается нагруженной и работает "без люфта", растягиваясь в радиальном направлении вместе со стенками трубопровода при изменении давления.

Высокий модуль упругости именно в направлении по окружности трубы и отсутствие зоны пластических деформаций вплоть до точки разрыва позволяют манжете, растягиваясь, брать на себя и равномерно перераспределять по всей длине волокон часть создаваемой давлением внутри трубопровода нагрузки.

Пока участок трубы, на котором установлена манжета, находится в зоне упругих деформаций, определяемой модулем Юнга металла, манжета

					<i>Технологические решения проекта на ремонт</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

перераспределяет избыточные локальные напряжения, возникающих в местах дефектов. Тем самым исключается влияние этих дефектов на несущую способность трубы, а развитие их останавливается.

Если нагрузка превышает предел упругости участка трубы (из-за повышения давления, обширной поверхности коррозионного дефекта и др.) и труба начинает входить в зону пластических деформаций, манжета Clock Spring, растягиваясь, принимает на себя всю избыточную — за пределом упругости — нагрузку, вынуждая трубу вернуться в зону упругих деформаций. Если давление в трубопроводе продолжает расти и металл опять начинает течь, то манжета снимает и эту избыточную нагрузку, снова возвращая трубу в зону упругих деформаций. Таким образом, вероятность аварии из-за разрыва "текущего" металла исключается.

Композитные ремонтные манжеты с матричной памятью

Ремонтная манжета данного типа представляет собой комплект, в состав которого входят:

1. мастика, предназначенная для восстановления потери металла и геометрии стенки подлежащей ремонту трубы, способствующая перераспределению напряжений и препятствующая дальнейшему росту дефектов;
2. армирующая стеклополимерная композитная лента из стекло пластика, имеющего вторичную матричную память;
3. композитный конструкционный адгезив, предназначенный для соединения слоев ленты при формировании ремонтной конструкции.

Технология изготовления и установки композитных манжет с матричной памятью исключает все нестабильности и вариабельность, присущие технологии Wet Wrap.

Композитный материал выпускается в заводских условиях, позволяющих тщательно соблюдать и строго контролировать соотношение стекловолокна и

					Технологические решения проекта на ремонт	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

смолы. Композитный материал выжимается, высушивается, подвергается тепловой обработке и отверждению. Все проектные параметры строго контролируемы. Механические свойства всех образцов этого композита точно определены и постоянны.

Манжеты доставляются к месту ремонта в виде полностью отверждённой композитной ленты и надёжно фиксируются на ремонтируемом участке с помощью адгезива. Чтобы гарантировать правильное распределение нагрузки, все дефекты и вмятины перед установкой композитной манжеты заполняются специальной мастикой, имеющей высокое сопротивление сжатию.

Так как при изготовлении манжет строго выдерживаются все параметры, поведение участков трубы, отремонтированных с помощью этих манжет, абсолютно предсказуемо, что и является условием продолженной надёжности.

Уникальные манжеты Clock Spring применяются для ремонта:

труб с наружным повреждением (коррозионным или механическим) стенки с глубиной дефекта до 80% от толщины стенки трубы – в том числе и криволинейных участков трубы;
вмятин, глубиной до 6% диаметра трубы;

3.5.2. Характеристика ремонтно-профилактических манжет Clock Spring

Ремонтная манжета Clock Spring представляет комплект, состоящий из:

полосы композитного материала на основе высокопрочной однонаправленной структуры;

двухкомпонентного высокопрочного адгезива;

передающей нагрузки мастики с высоким сопротивлением сжатию.

Установленная на трубу манжета содержит 8 слоев композита.

Композитный материал манжеты поставляется в рулоне или в отдельных кусках («скорлупках»).

					<i>Технологические решения проекта на ремонт</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

Для каждого диаметра трубы выбирается манжета, предназначенная именно для этого диаметра.

Требуемая длина манжеты также определяется в соответствии с диаметром трубы. Расчетная ширина и толщина манжеты после установки должна составлять соответственно 30 см и 12,7 мм.



Рис. 3.4. Состав комплекта

Технические характеристики манжет Clock Spring

толщина слоя.....1,5 мм

содержание волокон стекломассы.....65-75% веса, т.е. 45-55% объёма,(остальное - полиэфирная смола)

типичное значение модуля упругости в направлении по окружности трубы.....41,3 - 44,8МПа

предел прочности на растяжение (жёсткость)..... 517 - 689,5 МПа

предел внутрислойной прочности на сдвиг.....69 МПа

Предел прочности на сдвиг слоя

адгезива.....8,27МПа

Предел прочности мастики на сжатие55МПа

Вес установленной на трубу ремонтной системы для диаметра 1220мм составляет всего 45кг.

Преимущество манжет Clock Spring, определяемые процедурой установки:

при установке манжет не требуется сварка, поэтому такие дефекты, как прожоги, хрупкость и растрескивание металла в зоне термического влияния, полностью исключаются; практически во всех случаях ремонт можно проводить без остановки трубопроводов;

качество подготовки поверхности должно соответствовать стандарту-Commercial Blast - это означает, что зачастую допустима очистка поверхности проволочными механическими щётками;

процедура установки манжеты занимает не более 25 минут, адгезив высыхает очень быстро, и через 2 часа после установки манжеты ремонтную операцию можно считать законченной;

неправильная установка манжеты в результате монтажной ошибки исключена, т.к. сама конструкция манжеты и однозначность результата выполнения каждого этапа установки исключают влияние субъективных факторов;

для проведения ремонтных работ не требуется дополнительных механизмов или высококвалифицированного персонала — бригада из двух человек может быть обучена операции установки манжет в течение всего нескольких часов.

3.5.3. Последовательность установки манжет Clock Spring



1. Для установки необходимо всего по 152 мм свободного пространства под трубой и по бокам. Дефект полностью заделывается мастикой, после затвердения равно мерно передающей нагрузку на манжету. Затем на трубу в месте, определённом как начало для намотки манжеты, прикрепляют самоклеющуюся полосу.

Начало для намотки манжеты Рис. 3.5.

2. На поверхность трубы наносят адгезив. Ремонтную манжету наматывают на трубу, промазывая каждый слой манжеты адгезивом. Память материала манжеты позволяет легко наматывать манжету на трубу.



Ремонтную манжету наматывают на трубу\ Рис. 3.6.

3. Края установленной манжеты выравниваются с помощью деревянных блоков и молотка. Затем манжету затягивают на трубе. Затяжной ремень и рычаг используются для полной стяжки и фиксации манжеты в необходимом положении.

4. Края и кромку последнего слоя установленной манжеты герметизируют оставшимся адгезивом. Установка манжеты занимает всего 25 минут.



. Отремонтированный участок Рис. 3.7

Через 2 часа отремонтированный участок может быть изолирован

Ремонт участков с протяжёнными дефектами

Если ширины одной манжета CS не хватает для ремонта участка трубопровода, в этом случае вплотную друг к другу устанавливается несколько несколько манжет так, чтобы:

манжеты покрывали дефектный участок, причём крайние манжеты должны выступать как минимум на 50мм за границу этого участка с каждой стороны;

зазор между соседними манжетами не должен превышать 6 мм.

3.5.4. Гарантированная возможность и рентабельность

Манжеты Clock Spring были подвергнуты испытаниям рядом независимых исследовательских организаций, в результате которых была доказана надежность и прочность этой ремонтной системы.

Эта технология прошла полный цикл лабораторных и полевых испытаний:

на эксплуатационные нагрузки;

на циклические нагрузки (термические и механические);

на старение, как собственное, так и под воздействием внешних факторов, включая разные виды излучений;

на совместимость с материалом трубы.

					Технологические решения проекта на ремонт	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

При испытаниях использовались такие методы как: гесты на определение прочности на растяжение, визуальный анализ, тензометрия, дифференциальная сканирующая калориметрия (DSC), динамический механический анализ (DMA).

Отметим в скобках, что тест на разрыв прессованием, определяющий, якобы, "прочность системы", не является корректным способом оценки эксплуатационных качеств как манжет Clock Spring, так и других ремонтных манжет.

И труба, и система "труба-манжета" рассчитаны на эксплуатацию в рабочем или несколько его превышающем (но не более чем на 15%) диапазоне давлений. При повышении давления выше рабочего металл трубы заведомо оказывается в зоне пластических деформаций. Манжета принимает на себя всё большую нагрузку и пропорционально этой нагрузке растягивается. Начиная с некоторого радиуса, растянувшаяся манжета "освобождает место" для пластических деформаций трубы. При этом сама она может дойти до точки разрыва значительно позже, чем металлическая труба.

Назначение манжеты — ликвидировать влияние дефектов на функционирование трубы и не дать им развиваться дальше.

Установленная манжета равномерно перераспределяет локальные напряжения, возникающие в местах дефектов, так что эти напряжения не ведут к локальным пластическим деформациям и труба способна нести ту же нагрузку, как и до образования на ней повреждений. В случае, когда нагрузки превышают предел упругих деформаций металла трубы и металл готов "потечь", манжета, забирая на себя избыточную нагрузку, предохраняет трубу от пластических деформаций, ведущих к разрыву текущего металла. И так как рабочий "ритм жизни" трубы - циклические упругие деформации, манжета Clock Spring, расширяя их диапазон, продлевает трубе жизнь.

Теоретическими выкладками, лабораторными и полевыми испытаниями, а также многолетним практическим опытом применения на трубопроводах во всех частях земного шара подтверждено, что из всех существующих в

					<i>Технологические решения проекта на ремонт</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

настоящее время видов композитных ремонтных манжет только манжеты Clock Spring гарантируют надёжное долговременное функционирование отремонтированных с их помощью трубопроводов. Срок службы этих манжет в самых тяжёлых условиях эксплуатации при максимальном содержании влаги и примесей в грунте и температуре до 82°C составляет не менее 50-ти лет.

Манжеты Clock Spring сертифицированы во многих странах мира, в том числе Госгортехнадзором России и соответствующими

инстанциями стран СНГ, например, Казахстана, Беларуси, стран Балтии, для ремонтных и профилактических работ на трубопроводах, предназначенных как для транспортировки газа, так и для жидких продуктов.

Манжеты Clock Spring являются самым современным, самым надёжным, самым рентабельным и самым изящным решением задачи предотвращения аварий на трубопроводах.

					<i>Технологические решения проекта на ремонт</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ ПРИ УСТАНОВКЕ РЕМОНТНОЙ КОНСТРУКЦИИ

При установке ремонтной конструкции выполняются следующие технологические операции:

1. Определение места расположения дефекта на основании и диагностической информации по данным внутритрубных инспекционных приборов;
2. Земляные работы при подготовке дефектного участка трубопровода к ремонту;
3. Уточнение места расположения дефекта на трубопроводе с учетом информации о поперечных и продольных сварных швах;
4. Очистка дефектного участка трубопровода от изоляционного покрытия ;
5. Выявление дополнительных дефектов в зоне ремонта и уточнение геометрических параметров дефектов;
6. Расчет геометрических параметров ремонтной муфты ;
7. Дробеструйная обработка поверхности трубопровода в зоне ремонта и внутренних поверхностей ремонтных полумуфт до требуемого качества;
8. Монтаж ремонтной конструкции на трубопроводе (установка полумуфт, их соединение, подключение катодной защиты);
9. Контроль качества сварных швов на муфте;
10. Регулировка кольцевого зазора между трубой и муфтой;
11. Расчет необходимого количества герметика и композитного состава;
12. Приготовление герметика;
13. Герметизация краев кольцевого зазора;

					<i>Капитальный ремонт магистрального нефтепровода "Александровское-Анжеро-Судженск" методом наложения муфт КМТ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Кустов С.С</i>				Технологические операции при установке ремонтной конструкции	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						60	137
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брцсник О.В.,</i>							

14. Приготовление композитного состава;
15. Заполнение композитным составом кольцевого зазора;
16. Подготовка ремонтной конструкции к заключительному (приемочному) контролю;
17. Проведение заключительного контроля качества ремонтной конструкции;
18. Подключение катодной защиты к муфте;
19. Нанесение изоляционного покрытия на отремонтированный участок трубопровода

Пооперационный контроль качества выполняется инженером по ремонту трубопроводов (руководителем бригады).

4.1. Определение места расположения дефекта по данным внутритрубных инспекционных приборов

Определение места расположения дефекта проводится на основании информации, содержащейся в "Журнале опасных дефектов трубопровода" и информации, содержащейся в техническом отчете (план расстановки маркерных пунктов, список задвижек и вантузов на трассе).

Расположение дефекта на местности определяется при помощи точек ориентиров, приведенных в техническом отчете.

- определить координаты маркера, указанного в сертификате на дефект;
- обозначить вешками ось нефтепровода;
- определить с использованием расстояния в плане от маркера до дефекта место дефекта и обозначить его вешкой.

4.2. Земляные работы при подготовке дефектного участка трубопровода к ремонту

Земляные работы дефектного участка трубопровода к ремонту включают: вскрытие дефектного участка трубопровода и создание ремонтного котлована; подготовка рабочей площадки, устройство проездов, переездов и т.п.; засыпка котлована отремонтированного участка трубопровода.

					<i>Технологические операции при установке ремонтной конструкции</i>	<i>Лист</i>
						61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Перед началом работ по созданию ремонтного котлована, определить положение трубопровода в грунте трубоискателем ТИ – 12 или другими методами, осуществляется разбивка его границ. Производится оценка размеченного для вскрытия участка на предмет возможного пересечения ремонтного котлована с другими подземными коммуникациями. При наличии таких пересечений принимаются меры к не нарушению этих коммуникаций в ходе работ по вскрытию ремонтного котлована, ремонту трубопровода и его засыпке.

Вскрытие ремонтируемого участка трубопровода и устройство ремонтного котлована производится с помощью имеющейся в наличии землеройной техники. Не допускаются удары по трубопроводу рабочими органами землеройной техники.

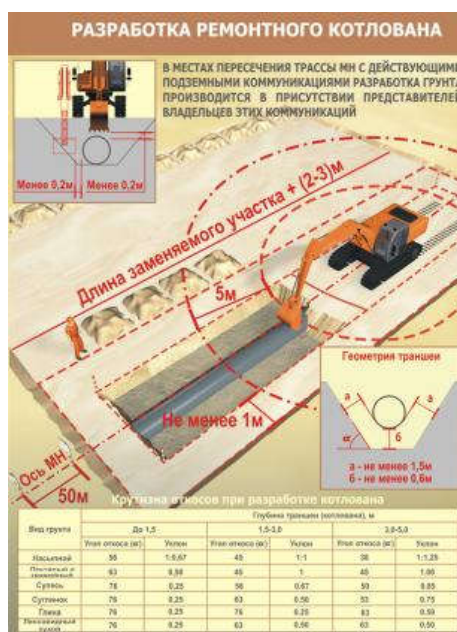


Схема ремонтного котлована Рис.4.1.

Ремонтный котлован должен удовлетворять следующим требованиям: длина котлована должна (как минимум) превышать на 1 м длину ремонтной муфты; глубина котлована должна быть не менее чем на 0.6 м ниже нижней образующей трубы; ширина котлована должна быть не менее четырех наружных диаметров трубы (максимальная ширина котлована определяется количеством

используемого технологического оборудования и габаритами укрытия палаточного типа).

Разработка ремонтного котлована выполняется в соответствии с требованиями.

Удаление грунтовых вод, поступающих в котлован, производится открытым водоотливом, а для сбора воды в котловане устраивается приямок.

После окончания всех ремонтных работ трубопровод должен быть засыпан грунтом. Засыпку необходимо производить рыхлым грунтом. Грунт под трубой должен уплотняться. При отсутствии рыхлого грунта трубопровод должен присыпаться на 10-20 см привозным грунтом и только после этого местным

грунтом. По верху засыпанного котлована устраивается валик с учетом последующей осадки грунта. По ширине котлована валик должен перекрывать котлован не менее чем на 0,5м в каждую сторону.

В местах пересечения трубопровода с подземными коммуникациями или кабелями, проходящими в пределах глубины котлована, засыпка котлована должна производиться с послойным уплотнением грунта в присутствии представителя организации, эксплуатирующей данную коммуникацию.

Сварочные агрегаты, компрессоры и другие самоходные механизмы должны устанавливаться на спланированные горизонтальные рабочие площадки. Размеры площадок определяются габаритами механизмов, условиями обслуживания и т.д. таким образом, чтобы во всех случаях от крайних габаритных точек до конца площадки со всех сторон было не менее 1м.

4. 3. Уточнение места расположения дефекта на трубопроводе с уче-

том информации о поперечных и продольных сварных швах

Уточнение места расположения дефекта на трубопроводе проводится на основании информации, содержащейся в "Журнале опасных дефектов трубопровода" полученной Заказчиком из ОАО ЦТД "Диаскан" с учетом

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

информации о положении поперечных и продольных сварных швов, содержащейся в "Журнале раскладки труб".

Определение и обозначение местоположения дефекта на нефтепроводе выполняется в следующей последовательности:

снять изоляцию вручную в зоне поперечного сварного шва;

определить угловое положение продольных сварных швов секций, примыкающих к поперечному сварному шву;

определить местоположение поперечного шва по раскладке труб (на основании отчета по внутритрубной диагностики);

определить местоположение дефектной секции относительно определенного поперечного шва;

установить на месте дефектной секции маркер (хомут);

4.4. Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляционного покрытия

Перед установкой ремонтных муфт необходимо тщательно подготовить металлическую поверхность трубопровода, освободив ее от изоляционного покрытия, кроме эпоксидноокрашенной трубы. В случае с эпоксидноокрашенной трубой очистка участка поверхности трубопровода проводится на этапе дробеструйной обработки.

Очистка - поверхности трубопровода от изоляционного покрытия, следов коррозии и грязи производится только мелким ручным инструментом (ручные скребки, металлические щетки, напильники)

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

Очистка трубы в зоне дефекта производится ручной металлической щеткой. Острые выступы, заусенцы и брызги металла должны срубаться зубилом.

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

Контроль качества очистки производится визуально без применения увеличительной оптической техники. На очищенной поверхности не должно быть острых выступов, заусенцев, брызг металла, а также остатков изоляции и защитного покрытия.

Во время очистки трубопровода рабочий обязан использовать средства индивидуальной защиты согласно типовым отраслевым нормам:

очки защитные, шлем защитный, костюм защитный, обувь, рукавицы специальные.

Применяемое оборудование и материалы:

ручные скребки, металлические щётки, напильники, молоток, зубило.

4. 5. Выявление дополнительных дефектов в зоне ремонта и уточнение геометрических параметров дефектов

Дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) дефектного участка трубопровода должен включать идентификацию дефекта, обнаруженного ВИС визуальный контроль на наличие дополнительных (не обнаруженных ВИС) дефектов и, при необходимости, дефектоскопию металла труб и сварных соединений.

Идентификация и визуальный контроль должны проводиться для всех дефектов после вскрытия соответствующих участков для проведения ремонта. Перед проведением контроля труба на участке расположения дефекта должна быть очищена от изоляции, пыли, абразивного порошка, грязи, масел, окалины, краски, ржавчины и других загрязнений.

Идентификация дефекта заключается в определении вида, границ и характерных размеров дефекта, сравнении их с данными отчета по пропуску ВИС и установлении

факта идентичности рассматриваемого дефекта с дефектом под определенным номером в указанном отчете.

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

ДДК должен проводиться для выявления скрытых дефектов (трещин, расслоений, пор, включений, дефектов внутренней поверхности трубы) металла труб и сварных соединений, находящихся в ремонтной зоне.

Для ДДК используются методы ультразвуковой (ГОСТ 14782-86), магнитопорошковой (ГОСТ 21105-87) или цветной (ГОСТ 18442-80) дефектоскопии.

В качестве ультразвуковой аппаратуры следует применять ультразвуковой дефектоскоп типа УД2-12 и ультразвуковой толщиномер типа УТ-93П. Допускается применение другой отечественной и импортной аппаратуры, равной или превосходящей указанные по своим техническим характеристикам.

4. 6. Дробеструйная обработка поверхности трубопровода в зоне ремонта и внутренних поверхностей ремонтных полумуфт до требуемого качества

Дробеструйной обработке подвергаются наружная поверхность трубопровода

в зоне ремонта и внутренние поверхности полумуфт в соответствии с требованиями технологического процесса.

Во время дробеструйной обработки и после ее окончания обработанные поверхности должны поддерживаться в чистом и сухом состоянии. Для исключения попадания влаги на обработанные поверхности они должны закрываться.

Для дробеструйной обработки рекомендуется использовать пневматические портативные установки, при этом концентрация масляных паров в воздухе, нагнетаемом компрессором, не должна превышать 5мг/м^3 .

Описание технологической операции дробеструйной обработки на трубопроводе необходимо разметить участок, подлежащий дробеструйной обработке. Длина этого участка равна длине муфты плюс 100-150мм с каждой стороны.

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

Для того чтобы не нанести дополнительного повреждения дефекту в результате обработки, необходимо отметить с помощью маркера на трубе положение дефекта неотмеченное место обработке не подвергать.

Установить предупредительные знаки и ограждающие ленты для предотвращения несанкционированного доступа посторонних лиц в район дробеструйной обработки.

Дробеструйная обработка поверхностей трубы и полумуфт производится абразивным материалом, который представляет собой материал угловатой формы (измельченный шлак, белый электрокорунд и другие абразивные материалы с размерами 1,0-2,0мм). Нельзя использовать материал со свободной двуокисью кремния. Абразивный материал необходимо сохранять сухим до засыпки в ёмкость дробеструйной установки.

Абразивный материал для дробеструйной обработки используется однократно.

В качестве рабочей среды дробеструйной установки используется сжатый воздух. Давление воздуха в сети должно быть (0,6...0,8) МПа. Повышение давления выше 0,8 МПа приводит к резкому возрастанию расхода воздуха без заметного увеличения скорости очистки.

В соответствии с рекомендациями производителя дробеструйного оборудования необходимо периодически контролировать диаметр сопла и производить замену сопла, если измеренное значение диаметра превышает установленный допуск от 9,5 до 11мм.

В полумуфты вернуть установочные и контрольные болты, входные и выходные патрубки заподлицо с внутренней поверхностью полумуфт. Дробеструйную обработку полумуфт необходимо проводить на рабочей площадке.

Муфта должна быть установлена симметрично по отношению к дефекту. Для этого, на участке трубопровода, закрытом изоляцией, необходимо отметить реперную точку и измерить расстояние между реперной точкой и серединой де-

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

фекта, которое записывается. В последующем при установке муфты по реперной точке и записанному расстоянию находят середину дефекта.

Дробеструйная обработка наружной поверхности трубопровода в зоне ремонта и внутренних поверхностей полумуфт производится путем непрерывного и плавного перемещения сопла вдоль очищаемой поверхности.

Абразивный материал должен подаваться к соплу непрерывно.

Расстояние от выходного отверстия сопла до очищаемой поверхности должно быть (200...300) мм. По мере удаления струи абразивного материала от сопла увеличивается боковое рассеивание, снижается скорость и сила удара абразивного материала, в результате чего снижается производительность и качество дробеструйной обработки. При меньшем расстоянии получается слишком узкая струя, поэтому производительность также снижается.

Угол между направлением струи и обрабатываемой поверхностью должен составлять ~ 45 град. При отклонении от этого угла снижается эффект от воздействия струи дроби.

В процессе работы износ проточной части сопла допускается не более чем на 1,5 мм, так как при большем диаметре производительность дробеструйной обработки снижается, а расход воздуха резко возрастает. Работать соплом с диаметром проточной части более 11 мм запрещается.

В процессе работы дробеструйщик должен держать шланг для дробеструйной обработки (в сборе с соплом и рукояткой включения) двумя руками.

При обработке верхней части труб большого диаметра дробеструйщик должен пользоваться деревянной подставкой с высотой не менее 0,6м.

Для освещения в темное время суток или при работе в ремонтном котловане с использованием сборного укрытия палаточного типа при недостаточной освещенности должны использоваться два переносных светильника с напряжением питания 12В с галогенным источником света.

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

Применяемое оборудование и материалы

При проведении дробеструйной обработки используется следующее оборудование: переносная дробеструйная установка 2040 NC в комплекте со вспомогательным оборудованием, включая дозатор дроби с дистанционным управлением, шланг для подачи воздуха, шланг для дробеструйной обработки в сборе, рукоятку включения с защитным автоматическим отключением, сопло, крышку емкости, дыхательный аппарат в сборе, шлем с подачей воздуха, фильтр воздуха для дыхания;

сборное укрытие палаточного типа;

компрессор типа CompAir Holman 51 или с аналогичными характеристиками (расход воздуха 4,5 - 5 м³/мин, номинальное рабочее давление 7 атм, мощность двигателя 30 - 45 кВт) со шлангами;

предупредительные знаки ограждения;

абразивная дробь;

деревянная подставка.

Требования, предъявляемые к качеству поверхностей после дробеструйной обработки. Методы контроля поверхностей после дробеструйной обработки.

Настоящие требования устанавливают порядок оценки качества очищенных поверхностей и метод контроля.

Контроль качества обработки производится визуально без применения увеличительной оптической техники.

4.7. Монтаж ремонтной конструкции на трубопроводе

Монтаж ремонтной конструкции на трубопроводе включает в себя следующие основные технологические операции:

подготовка полумуфт к монтажу (проведение дробеструйной обработки);

монтаж полумуфт на трубопровод;

соединение полумуфт.

В зависимости от конструкции полумуфты соединяются между собой либо сварными швами, либо с помощью фланцев.

					Технологические операции при установке ремонтной констрккции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Полумуфты с ввинченными в них рым-болтами с помощью крана и тканевого стропа укладываются на деревянные подкладки. Подкладки необходимо уложить на рабочей площадке таким образом, чтобы не допустить загрязнение полумуфт и обеспечить удобство их монтажа на трубопровод.

Монтаж муфты со сварными швами.

На отдробеструенном участке трубы (сверху) руководитель бригады наносит маркером (мелом) две метки в окружном направлении, обозначая начало и конец муфты. Начало и конец муфты отсчитываются от реперной точки.

При установке муфты используется комплект из двух полумуфт.

Отдробеструенную нижнюю полумуфту зачаливают подъемными стропами за рым-болты и краном укладывают ее на деревянные подкладки на дне котлована под трубой кромками вверх.

Отдробеструенную верхнюю полумуфту зачаливают подъемными стропами за рым-болты и краном укладывают ее на трубу сверху по маркерным меткам кромками вниз.

Делают перестроповку - заводят подъемные стропы так, чтобы они одновременно охватывали трубу и нижнюю полумуфту. Стропы должны находиться на расстоянии не менее 200мм от торцев нижней полумуфты. Краном медленно натягивают стропы и нижнюю полумуфту прижимают к трубе, выравнивая ее кромки относительно кромок верхней полумуфты. Далее кран удерживает полумуфту в этом положении на время, необходимое для установки цепных стяжек.

Две цепные стяжки монтируют поочередно следующим образом. На верхнюю полумуфту устанавливают гидравлические домкраты (обычно два). На головку домкрата надевают замок для цепи. Цепь заводят снизу в обхват нижней полумуфты и поднимают ее концы вверх. Оба конца цепи заводят в замок (у домкрата два замка). Аналогично монтируют вторую стяжку.

Домкратами, выбирая слабины цепи, стягивают полумуфты. Выравнивают их по длине и сводят кромки (допустимое смещение кромок до 1,5 мм). С помощью

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккци</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

клиньев, забиваемых между полумуфтами и трубой предварительно устанавливают зазоры свариваемых кромок. Окончательно величину зазора между полумуфтами выставляют с помощью мерных пластин толщиной 3 - 4мм, стягивая полумуфты до закусывания. Снимают, используемые для страховки, стропы.

Прихватку полумуфт сваркой выполняют одновременно (параллельно) два сварщика с разных сторон трубы. Предварительно места приварки прихваток разогревают газовой горелкой до температуры 100-150°С.

Прихватки выполняют вдоль шва равномерно, на расстоянии примерно 0,5 м друг от друга, минимальная длина прихватки составляет 50 мм.

Делают прихватку корневого шва у одного края муфты. Другую прихватку выполняют с другого края муфты. Аналогичные прихватки выполняются на другой стороне муфты другим сварщиком. Далее делают промежуточные прихватки (минимальное количество прихваток равно трем).

Сварка полумуфт.

Для получения зазора между трубой и муфтой в соответствии с требованиями-

ми раздела 2 используют установочные болты, передвигая каждый болт независимо друг от друга до тех пор, пока муфта выровняется правильно.

После того, как муфта заняла нужное положение вставляют распорные клинья (на 6 и 12 часов) с каждого конца. Необходимое количество клиньев определяется геометрией трубы.

К торцам муфты приваривают выводные планки, изготовленные из той же марки металла, что и свариваемые полумуфты. Выводные планки предотвращают образование дуговых кратеров на концах сварных швов.

Предварительно места сварки разогревают газовой горелкой до температуры 100-150°. Контроль температуры проводится термическим карандашом (при температуре более 100°С он плавится).

Сварка двух корневых швов выполняется одновременно двумя сварщиками с разных сторон трубы за несколько проходов. В процессе сварки проводится

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

зачистка шлифовальной машинкой начала и конца каждой прихватки и окончательное заполнение корневого шва, который затем зачищается шлифовальной машинкой или металлической щеткой до металлического блеска.

После заполнения корневого шва производится заполнение промежуточных слоев. После окончания каждого промежуточного слоя производится зачистка сварного шва шлифовальной машинкой или металлической щеткой до чистого сплошного металла.

По окончании сварки выводные планки срезаются и места их приварки зачищаются.

После завершения монтажа муфты производится подсоединение проводника катодной защиты к верхней части муфты. В качестве проводника используется кусок стального провода в изоляции диаметром не менее 8 мм или кусок медного провода в изоляции диаметром не менее 5 мм. Подсоединение катодной защиты проводится с помощью термитной или электродуговой сварки.

Поворот ремонтной муфты выполняют с помощью тканевого стропа и автокрана. Перед выполнением поворота установочные болты должны быть вывернуты заподлицо с внутренней поверхностью муфты.

Применяемые материалы, оборудование инструмент:

автокран;

автотранспорт;

деревянные подкладки (ГОСТ 8816, ГОСТ 8992) – шесть;

тканевый строп грузоподъемностью 3000 кг – два;

домкрат грузоподъемностью 5000 кг – два;

металлическая цепь со звеном овальной формы – две;

замок для металлической цепи – два;

молоток (ГОСТ 2310-77) массой 0,6 кг.;

лом монтажный – два;

распорный клин – восемь;

мерные пластинки – четыре;

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72

маркер (мел);
 комплект сварочного оборудования – два;
 термический карандаш;
 ручная шлифовальная машина со скоростью вращения от 8200 об/мин до 1500 об/мин и диаметром круга 115мм (максимальная скорость резания от (50м/с до 70 м/с);
 металлическая щётка – две;
 рым-болты – четыре;
 выводные планки – восемь;
 газовая горелка;
 деревянная подставка.

4.8. Контроль качества сварных швов на муфте

Контроль качества сварных швов на ремонтной муфте производится:
 контролем качества используемых материалов;
 систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сварки полумуфт;
 визуальным осмотром и обмером сварного шва;
 проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля.

Операционный контроль должен выполняться инженером по ремонту трубопроводов (руководителем бригады), а самоконтроль - исполнителем работ (монтажником - электросварщиком).

Готовые сварные швы муфты контролируются по формированию шва на отсутствие трещин, пор, подрезов и других дефектов.

Качество сварных швов муфты должно соответствовать требованиям ВСН 006-89

Ремонт сварных швов должен осуществляться до заполнения зазора между трубой и муфтой композитным составом.

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ремонт участков сварных швов, имеющих дефекты, осуществляют путем выборки дефекта с помощью шлифовальной машинки с последующей заваркой с помощью электросварки.

Заваривать ремонтные участки шва необходимо электродами диаметром 2,5-3,25 мм с предварительным прогревом свариваемых кромок до 150° С.

4.9. Регулировка кольцевого зазора между трубой и муфтой

Регулировка величины установленных зазоров между трубой и муфтой проводится с целью получения равномерного кольцевого зазора.

Контроль величины установленных зазоров проводится в нескольких местах с каждой стороны муфты (на смонтированной муфте измерение кольцевого зазора проводится через технологические отверстия в муфте).

Применяемое оборудование:

гаечный ключ, линейка или рулетка.

4.10. Приготовление герметика

Работы, связанные с герметизацией боковых зазоров между трубопроводом и ремонтной муфтой, должны выполняться с особой осторожностью, с применением индивидуальных средств защиты (комбинезон, респиратор, защитная маска, перчатки).

Для транспортировки и хранения компонентов герметика используют передвижные термоконтейнеры.

Для приготовления герметика используют два компонента: смола (жидкость) и наполнитель-отвердитель (порошок).

Герметик готовят небольшими порциями, что связано с малым временем отверждения (приблизительно 15 минут), в пластмассовом ведре с использованием перемешивающего устройства, например, пневматической дрели с насадкой (мешалкой). Для дозирования компонентов применяют мерные (пластмассовые или бумажные) стаканы.

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

Сначала в ведро мерным стаканом наливают смолу, а затем, другим стаканом, насыпают наполнитель-отвердитель в определенном соотношении. Соотношение смолы к наполнителю-отвердителю составляет 1:3 (одна часть смолы и три части наполнителя-отвердителя), хотя это соотношение может изменяться в зависимости от консистенции, которая требуется по местным условиям. Затем составляющие тщательно перемешиваются переносным перемешивающим устройством до получения однородной массы, после чего герметик готов к применению.

Применяемые материалы, оборудование и инструмент:

- передвижные термоконтейнеры;
- компоненты герметика;
- ручное перемешивающее устройство;
- пластмассовое ведро – два;
- стакан мерный – два;
- компрессор;
- шланги для подачи воздуха с разъёмами;
- регулятор воздуха.

4.11. Герметизация краев кольцевого зазора

Герметизация краев кольцевого зазора производится с целью создания замкнутого объёма между трубой и муфтой для заполнения его композитным составом.

Герметизацию выполняют в два слоя. Первый слой непосредственно заполняет боковой зазор между трубопроводом и муфтой на глубину 25 мм. Второй слой образует внешний скос ремонтной конструкции. Скос обеспечивает плавный переход от внешней цилиндрической поверхности муфты к внешней цилиндрической поверхности трубопровода, необходимый для

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

качественного нанесения изоляционного покрытия на ремонтную конструкцию.

Герметизацию зазоров выполняют шпателями поочередно: сначала с одного конца муфты, потом с другого. Необходимо следить за тем, чтобы герметик ложился в боковой зазор плотной однородной массой.

По мере заполнения зазора герметиком производится формирование скоса.

При формировании скоса угол между перпендикуляром к трубе и линией, образуемой скосом, должен быть не менее 30° .

Допускается сначала полностью заполнить кольцевой зазор герметиком, и потом произвести формирование скоса.

Герметизацию зазора на другом конце муфты, проводят аналогично.

Применяемые материалы и инструмент:

герметик;

металлический шпатель – два.

4.12. Приготовление композитного состава

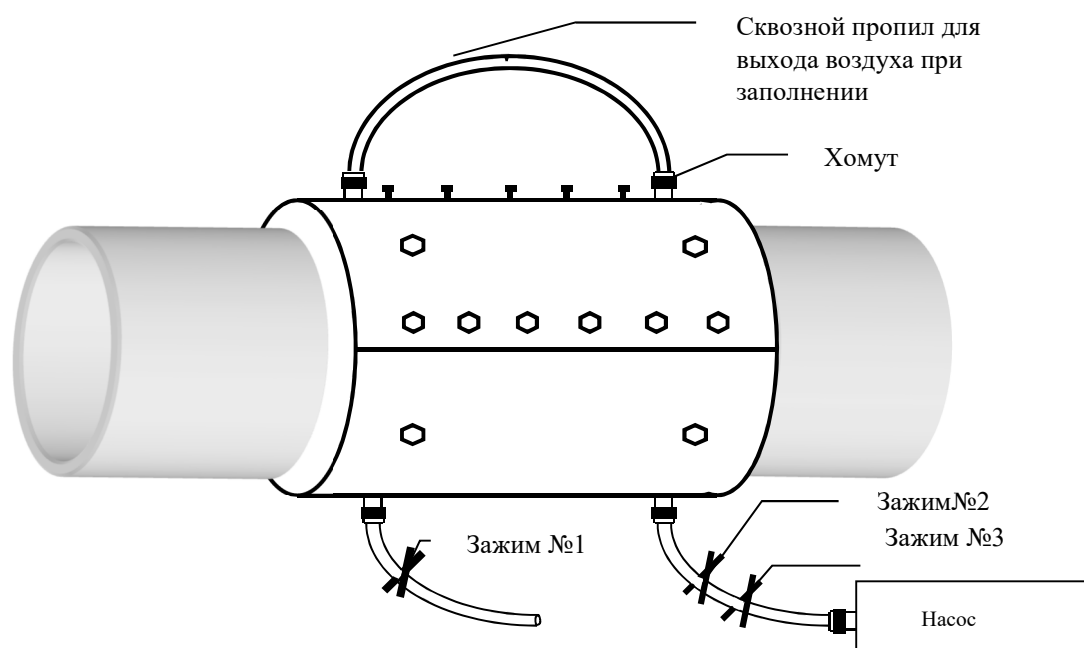


Рис.4.2. Схема заполнения муфты композитным составом

					Технологические операции при установке ремонтной конструкции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Работы, связанные с заполнением композитным составом кольцевого зазора, должны выполняться с особой осторожностью с применением индивидуальных средств защиты (комбинезон, респиратор, защитные очки, перчатки).

Для транспортировки и хранения компонентов композитного состава используют передвижные термоконтейнеры.

Для приготовления композитного состава используют три компонента: смола (жидкость), отвердитель (жидкость) и наполнитель (порошок), которые перемешиваются до получения однородной массы.

При приготовлении одной порции композитного состава используется полностью содержимое одной коробки с компонентами. Из одной коробки компо-

нентов получается десять литров композитного состава.

Для того чтобы смола легко перетекала, в верхней части контейнера надо пробить небольшое вентиляционное отверстие.

В зависимости от необходимого количества композитного состава, рассчитанного в разделе 5., используют миксер с механическим приводом или ручное перемешивающее устройство.

Миксер рассчитан на приготовление 40 л композитного состава. Приготовление композитного состава 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 (до исчезновения видимых комков).

Миксер не требуется, если смешиваемый объем композитного состава не превышает 30 литров. Процесс получения композитного состава с помощью ручного перемешивающего устройства аналогичен процессу получения герметика. Оно также используется, если требуется добавить 10 литров смеси

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

для окончания большого заполнения. В пластмассовое ведро поочередно наливают смолу, отвердитель, и перемешивают их, затем насыпают наполнитель и перемешивают все с использованием ручного перемешивающего устройства до получения однородной массы.

По окончании работы миксер, ведро и ручное перемешивающее устройство промывают растворителем с помощью кисти для краски.

Для очистки миксера необходимо залить в бункер миксера растворитель и, используя кисть для краски, очистить бункер, лопасти миксера и брызги эпоксидной смолы на миксере. После промывания растворителем бункер миксера необходимо промыть водой. Отработанный растворитель сливают в емкость для дальнейшей утилизации.

4.13. Заполнение композитным составом кольцевого зазора

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

Перед заполнением кольцевого зазора композитным составом выполняют следующие подготовительные операции:

Установочные болты устанавливают заподлицо с внутренней поверхностью муфты.

Армированный прозрачный шланг подсоединяют к нагнетательному насосу и обжимают его двумя хомутами. На один из нижних входных патрубков надевают армированный прозрачный шланг длиной не менее 0,5 м и обжимают его хомутом.

На верхние выходные патрубки надевают контрольный прозрачный шланг и в его верхней точке ножовкой делают сквозной пропил для выхода воздуха. Длина шланга должна быть такова, чтобы пропил находился от выходного патрубка на расстоянии не менее 0,5 м. 5.15.3 Заполнение кольцевого зазора композитным составом. После перемешивания наклоняют миксер и наполняют ведра целесообразно использование одновременно трех ведер

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

для обеспечения непрерывного процесса закачки) композитным составом.

Заполняют бункер нагнетательного насоса композитным составом и включают его. Насос должен работать до тех пор, пока композитный состав не покажется из наливного шланга и не вытеснит воздух из шланга (Это видно через прозрачный шланг).

При закачке композитного состава в муфту необходимо поддерживать постоянный уровень в бункере насоса для предотвращения попадания воздуха в заполняемый кольцевой зазор.

Подключают наливной шланг к входному патрубку муфты в точке заполнения и закрепляют его с помощью хомута.

Включают насос и нагнетают композитный состав до тех пор, пока композитный состав не покажется из резервного входного патрубка (с зажимом №1).

Нагнетают композитный состав до тех пор, пока резервный шланг не будет полностью заполнен смолой. Это делается для того, чтобы в шланге не остался воздух. Зажимом №1 пережимают резервный шланг.

Дальнейшее заполнение муфты композитным составом визуально контролируют при помощи контрольных отверстий.

В процессе заполнения кольцевого зазора необходимо обеспечить постоянную подачу композитного состава и не допускать попадание воздуха в заполняемый зазор.

Заполнение заканчивают при выходе композитного состава через верхние выходные патрубки на 30-40 см. Останавливают насос.

Зажимами №2 и №3 перекрывают нагнетательный шланг у основного входного патрубка. Ножовкой перерезают шланг между зажимами.

Освободившийся конец шланга опускают в контейнер для мусора и разжимают зажим №3, включают насос и откачивают в контейнер остатки композитного состава.

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

Промывают растворителем нагнетательный насос, для чего заливают в бункер насоса 2-3 литра растворителя. С помощью кисти для краски очищают внутреннюю поверхность бункера насоса.

После этого конец наливного шланга опускают в бункер насоса, включают насос и растворитель прогоняют до тех пор, пока оставшийся композитный состав не перейдет в раствор.

Когда насос очистится, то растворитель с остатками композитного состава необходимо с максимальной скоростью откачать в контейнер для химических отходов.

Выдерживают ремонтную конструкцию в течение 24 часов при температуре от +3°C до +25°C. За это время происходит отверждение композитного состава.

Применяемые материалы, оборудование и инструмент:

растворитель, армированный прозрачный шланг, нагнетательный насос, зажимы, ножовка по металлу, контейнер для отходов, хомуты для шланга, теплогенератор.

4.14. Подготовка ремонтной конструкции к заключительному контролю

Для получения гладкой поверхности и проведения заключительного контроля ремонтной конструкции производится удаление выступающей арматуры муфты.

После отверждения композитного состава с помощью шлифовальной машинки срезаются заподлицо входные и выходные патрубки, контрольные и установочные болты.

Устраняются все неровности на поверхности муфты и зачищаются сварные швы.

Зачистка должна производиться для приобретения ремонтной конструкцией гладкого вида, избегая длительного применения наждачного круга на одном месте. Во избежание образования засечек во время зачистки

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
						80
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

между осью круга и поверхностью муфты необходимо выдерживать угол не менее 45°.

4.15. Проведение заключительного контроля качества ремонтной конструкции

Заключительный контроль качества ремонтной конструкции проводится для подтверждения качества выполненных технологических операций.

Анализируется внешний вид ремонтной конструкции на гладкость и отсутствие подтеков композитного состава без применения увеличительной оптической техники.

После заключительного контроля качества составляется протокол установки ремонтной муфты с описанием всех проведенных технологических операций и готовности ремонтной муфты к нанесению защитного покрытия по форме, приведённой в "Положении о проведении ремонтных работ по композитно-муфтовой технологии на магистральных нефтепроводах".

4.16. Подключение катодной защиты к муфте

Ремонтная муфта подлежит электрохимической защите от коррозии независимо от условий эксплуатации.

Электрохимическая защита проводится по СНиП 2.05.06-85

По завершению ремонтных работ ремонтная муфта подсоединяется электрически к трубопроводу. В качестве проводника используется кусок стального провода в изоляции диаметром не менее 8 мм или кусок медного провода в изоляции диаметром не менее 5 мм. Подсоединение катодной защиты проводится с помощью термитной или электродуговой сварки.

4.17. Нанесение изоляционного покрытия на отремонтированный участок трубопровода

Для противокоррозийной защиты отремонтированного участка трубопровода должна применяться усиленная изоляция. Перед нанесением изоляционно-го

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

покрытия необходимо тщательно подготовить металлическую поверхность трубопровода (раздел 4.4).

На сухую чистую поверхность трубопровода и на 500 мм старой изоляции с обеих сторон отремонтированного участка ровным слоем без подтеков, сгустков и пропусков с помощью брезентового полотенца наносится грунтовка. На старую изоляцию "грунтовка может наноситься кистью.

В качестве грунтовок используются:

раствор битума в бензине в отношении 1 : 3 (по объему); клей № 88, разбавленный бензином (Б - 70 или "Калоша") в отношении 1:1.

Качество нанесения грунтовки проверяется внешним осмотром.

На высохшую грунтовку наматывается изоляционная лента в 3-4 слоя с нахлестом не менее 20 мм. Нахлест конца каждого слоя новой ленты на предыдущий составляет 300 мм и на старую изоляцию -500 мм с обеих сторон от отремонтированного участка.

Лента наносится вручную двумя рабочими, стоящими по обе стороны трубопровода и передающими друг другу рулон ленты по мере ее намотки.

Концы ленты должны быть залиты битумной мастикой для улучшения герметизации заизолированного участка.

Контроль качества изоляционного покрытия производится визуально в процессе наложения каждого слоя изоляции. В изоляционном покрытии не должно быть пузырей, складок, зазоров между витками, разрывов и морщин.

					<i>Технологические операции при установке ремонтной констрккции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

5. Технологический расчет

5.1. Гидравлический расчет нефтепровода

Исходные данные Таблица 5.1

Q_2 , млн.т/год	34,181
Длина трассы L , км	196
Разность отметок начала и конца трубопровода $AZ=Z_2-Z_1$, м	15
Средняя расчетная кинематическая вязкость при температурах грунта на глубине заложения трубопровода ν_p , см ² /сек	0,55
Средняя плотность при данном диапазоне измерения температур ρ , т/м ³	0,835
Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации e , мм	0,2
Потери в местных сопротивлениях $h_{мс}$, м	$0,02h_{тр}$
Толщина стенки трубы δ , мм	12,5
Наружный диаметр трубопровода D , мм	1220
Высота грунта над верхней образующей трубы h , м	1

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода "Александровское-Анжеро-Судженск" методом наложения муфт КМТ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Кустов С.С.				Технологический расчет	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						83	137
Консульт.								
Рук-ль ООП	Брцсник О.В.,					ТПУ гр. 3-2Б6А		

Секундный расход нефти:

$$Q_c = \frac{Q_e}{N_e \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (1)$$

где $N_e = 353$ дней – расчетное число рабочих дней для магистрального нефтепровода. [10, табл 5.1]

$$Q_c = \frac{34181000}{353 \cdot 24 \cdot 0,835 \cdot 3600} = 1,3422 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 1220 - 2 \cdot 12 = 1196 \text{ мм} = 1,196 \text{ м} \quad (2)$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 1,3422}{3,14 \cdot 1,196^2} = 1,2 \text{ м/с}. \quad (3)$$

Проверка режима течения:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{1,2 \cdot 1,196 \cdot 10^4}{0,55} = 26095 \quad (4)$$

$Re > Re_{кр} = 2320$, режим течения нефти турбулентный. Находим Re_I и Re_{II} .

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad \varepsilon = \frac{e}{d}, \quad (5)$$

где ε - относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2}{1196} = 0,00017; \quad Re_I = \frac{10}{0,00017} = 58824;$$

$2320 < Re < Re_I$ – зона гидравлически гладких труб.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется для зоны гидравлически гладких труб по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{26095^{0,25}} = 0,025. \quad (6)$$

Гидравлический уклон находим по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,025 \cdot 1,2^2}{1,196 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,0015 \quad (7)$$

Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{тр} = i \cdot L = 0,0015 \cdot 196 \cdot 10^3 = 294 \text{ м} \quad (8)$$

Технологический расчет

Лист

84

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp} = 0,02 \cdot 294 = 5,88 \text{ м} \quad (9)$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z = 294 + 5,88 + 15 = 314,88 \text{ м} \quad (10)$$

5.2. Проверка прочности и устойчивости трубопровода

Характеристика ремонтируемого участка:

• Труба $D=1220$ мм, Челябинского трубопрокатного завода по ТУ 14 – 3 – 1698 – 90 из стали 17Г1С – У;

• $\sigma_{вр} = 550$ МПа, $\sigma_{тек} = 380$ МПа;

• Коэффициент надежности по материалу $K_1 = 1,4$;

• Изоляция трубопровода в два слоя лентой и оберткой типа «Полилен» толщиной $\delta = 0,635$ мм, плотность ленты $\rho_{ил} = 1046$ кг/м³, плотность обертки $\rho_{об} = 1028$ кг/м³;

• $N_{ce} = 0,95$ – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

• $P_{раб} = 4,91$ МПа;

• Температура замыкания стыка $t_{зам} = -30^\circ\text{C}$;

• Плотность перекачиваемого продукта $\rho_n = 0,835$ т/м³;

• Глубина заложения трубопровода до верхней образующей $h_0 = 1$ м;

• Радиус изгиба $\rho_u = 1200$ м;

• Температура эксплуатации $t_э = 20^\circ\text{C}$

Определение толщины стенки трубопровода

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

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot P)}; \quad (11)$$

где $n=1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

$P=4,31$ МПа – рабочее давление в трубопроводе;

$D_n=1,22$ м – наружный диаметр трубы;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

					Технологический расчет	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H}; \quad (12)$$

где $m_0=0,9$ – коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1=1,34$ – коэффициент надежности по материалу;

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

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

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} = \frac{550 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1,0} = 353,6 \text{ МПа};$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 4,91 \cdot 1,22}{2 \cdot (353,6 + 1,1 \cdot 4,91)} = 0,009 \approx 9 \text{ мм}.$$

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

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}; \quad (13)$$

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

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}; \quad (14)$$

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

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2\delta_H}; \quad (15)$$

где $\alpha=1,2 \cdot 10^{-5}$ град – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E=2,06 \cdot 10^5$ МПа – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu=0,3$ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_H=1220$ мм – диаметр трубы.

Δt – расчетный температурный перепад.

					Технологический расчет	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 50 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4,91 \cdot 1,202}{2 \cdot 0,009} = -15,4 \text{ МПа};$$

Так как $\sigma_{npN} = -15,4 \text{ МПа}$ – отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения.

Коэффициент, учитывающий 2–х осное напряженное состояние металла:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-15,4|}{353,6} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-15,4|}{353,6} = 0,977$$

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 4,91 \cdot 1,22}{2 \cdot (353,6 \cdot 0,977 + 1,1 \cdot 4,91)} = 0,009 \text{ мм}$$

С учетом припуска на коррозию 2 мм и на неравномерность проката 1мм толщина стенки принимается равной 12 мм.

Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1; \quad (16)$$

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

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 50 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 4,91 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = -39,2 \quad (17)$$

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

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (18)$$

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{1,15 \cdot 4,91 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 281,4 \text{ МПа}; \quad (19)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{281,4}{353,6}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{281,4}{353,6} = 0,33$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,33 \cdot 353,6 = 116,7$$

Условие прочности трубопровода при толщине стенки $\delta_n = 12$ мм выполняется.

$$|-39,2| \leq 116,7$$

Определяем критическое значение толщины стенки, при котором условие прочности трубопровода не будет выполняться.

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 50 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 4,91 \cdot 1,2008}{2 \cdot 0,0096} = -20,1 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{1,15 \cdot 4,91 \cdot 1,2008}{2 \cdot 0,0096} = 345,1 \text{ МПа};$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{345,1}{353,6}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{345,1}{353,6} = 0,05$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,05 \cdot 353,6 = 17,7$$

При уменьшении толщины стенки трубопровода на 20% ($\delta_n = 9,6$ мм) условие прочности трубопровода не выполняется.

$$|-20,1| \leq 17,7$$

Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

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

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H; \quad (20)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H; \quad (21)$$

где σ_{np}^H – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

					Технологический расчет	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}; \quad (22)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести $\sigma_{тек} = 380$ МПа;

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

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{4,91 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 244,7 \text{ МПа}. \quad (23)$$

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}^H$ определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных и упруго – изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода,

просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho}; \quad (24)$$

где $\rho = 1200$ м – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\sigma_{пр1}^H = 0,3 \cdot 244,7 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 50 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1200} = 54,53 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{пр2}^H = 0,3 \cdot 244,7 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 50 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1200} = -155 \text{ МПа}.$$

Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{пр2}^H = -155$ МПа.

						Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологический расчет	

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{244,7}{0,9 \cdot 380} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{244,7}{0,9 \cdot 380} = 0,51;$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H = 0,51 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 380 = 193,8 \text{ МПа};$$

$$|-155| \leq 193,8$$

$$\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H = \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 380 = 380 \text{ МПа};$$

$$|244,7| \leq 380.$$

Проверка трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняется.

Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

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

$$S \leq m_0 \cdot N_{кр}; \quad (25)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н;
 $N_{кр}$ – продольное критическое усилие, Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и

поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта S определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F; \quad (26)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, м²:

						Лист
					Технологический расчет	90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (1,22^2 - 1,196^2) = 0,0455 \text{ м}^2; \quad (27)$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 284,1 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 50] \cdot 0,0455 = 7,77 \text{ МН.}$$

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

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}; \quad (28)$$

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

J – крутящий момент, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (1,22^4 - 1,196^4) = 0,0083 \text{ м}^4; \quad (29)$$

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

$$q_{верт} = n_{зп} \cdot \gamma_{зп} \cdot D_n \cdot \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{тр}. \quad (30)$$

Величина P_0 определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_n \cdot (C_{зп} + P_{зп} \cdot \text{tg} \varphi_{зп}); \quad (31)$$

где $C_{зп} = 20 \text{ кПа}$ – коэффициент сцепления грунта;

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

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

Величина $P_{зп}$ вычисляется по формуле:

$$P_{зп} = \frac{2 \cdot n_{зп} \cdot \gamma_{зп} \cdot D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{зп}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_n}; \quad (32)$$

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

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

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

						Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологический расчет	

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

$$q_{тр} = q_m + q_u + q_{np} \quad (33)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2); \quad (34)$$

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

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

$$q_m = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,22^2 - 1,196^2) = 3394,5 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{ин} \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}); \quad (35)$$

$$\text{или } q_u = 0,1 \cdot q_m; \quad (36)$$

где $K_{ин}=K_{об}=2,30$ – коэффициент, учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции;

$q_{ин}=0,635\text{мм}$, $\rho_{ин}=1046\text{кг/м}^3$ – соответственно толщина и плотность изоляции;
 $\delta_{об}=0,635\text{мм}$, $\rho_{об}=1028\text{кг/м}^3$ – соответственно толщина и плотность оберточных материалов.

$$q_u = 0,95 \cdot 3,14 \cdot 1,22 \cdot 9,81 \cdot (2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1046 + 2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1028) = 108,14 \text{ Н/м;}$$

$$q_u = 0,1 \cdot q_m = 0,1 \cdot 3394,5 = 339,5 \text{ Н/м;}$$

Принимаем большее значение.

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{np} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 835 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,196^2}{4} = 9197,9 \text{ Н/м.} \quad (37)$$

$$q_{тр} = 3394,5 + 339,5 + 9197,9 = 12931,9 \text{ Н/м.}$$

$$P_{сп} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,22 \cdot \left[\left(1 + \frac{1,22}{8} \right) + \left(1 + \frac{1,22}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{16^\circ}{2} \right) \right] + 12931,9}{3,14 \cdot 1,22} = 21068 \text{ Па;}$$

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,22 \cdot (20000 + 21068 \cdot \text{tg}16^\circ) = 99758,4 \text{ Па;}$$

									Лист
									92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологический расчет				

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,22 \cdot \left(0,8 + \frac{1,22}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,22}{8}\right) + 12931,9 = 31479 \text{ Н/м};$$

$$N_{\text{кр}} = 4,09 \cdot \sqrt[3]{99758,4^2 \cdot 31479^4 \cdot 0,0455^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,0083^3} = 10524174,3 \text{ Н};$$

$$m_0 \cdot N_{\text{кр}} = 0,9 \cdot 10,52 = 9,47 \text{ МН};$$

$$S = 7,77 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{\text{кр}} = 9,47 \text{ МН}$$

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:

$$N_{\text{кр}}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J}; \quad (38)$$

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

$$N_{\text{кр}}^2 = 2 \cdot \sqrt{25 \cdot 1,22 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0083} = 456,7 \text{ МН};$$

$$m_0 \cdot N_{\text{кр}}^2 = 0,9 \cdot 456,7 = 411,03 \text{ МН};$$

$$S = 7,77 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{\text{кр}}^2 = 411,03 \text{ МН}$$

Условие устойчивости прямолинейных участков нефтепродуктопровода обеспечено.

Проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом:

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{1200 \cdot \sqrt[3]{\frac{31479}{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0083}}} = 0,0316; \quad (39)$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{\text{верт}} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{99758,4 \cdot 0,0455}{31479 \cdot 0,0083}}}{\sqrt[3]{\frac{31479}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0083}}} = 216; \quad (40)$$

По номограмме определяем коэффициент – $\beta_N = 18,87$

Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$N_{кр}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} = 18,87 \cdot \sqrt[3]{31479^2 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0083} = 22,5 \text{ МН}; \quad (41)$$

$$S = 7,77 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр}^3 = 20,25 \text{ МН};$$

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho = 0,375 \cdot 31479 \cdot 1200 = 14,2 \text{ МН}; \quad (42)$$

$$S = 7,77 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр}^4 = 12,78 \text{ МН}.$$

Условие устойчивости для криволинейных участков выполняется.

5.3. Расчет геометрических параметров ремонтной муфты

Геометрические параметры муфты рассчитываются на основании данных ВИП и уточняются по данным ДДК.

Длина муфты L_m , в миллиметрах, определяется исходя из длины дефекта $L_{деф}$ в осевом направлении и наружного диаметра трубопровода D_n , и должна быть:

- не менее $(L_{деф} + D_n)$ для всех дефектов, кроме 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 $0,5D_n$);

- не менее $(L_{деф} + 3,3D_n)$ 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 $1,65D_n$).

$$L_m = L_{деф} + D_n = 200 + 1220 = 1420 \text{ мм}$$

Дефект относится к дефектам, ориентированным в окружном направлении, если его длина в окружном направлении в два или более раза превышает его длину в осевом направлении.

При расчете длины муфты, устанавливаемой на дефектный участок, ранее отремонтированный при помощи приварной заплаты или муфты, за длину дефекта $L_{деф}$ принимается длина приварной заплаты или муфты.

Для ремонта выбирают муфту по длине из типового ряда 1000; 1500; 2000; 2500; 3000; 3500 мм (ближайший больший размер):

если длина дефекта значительно меньше длины имеющейся в наличии

									Лист
									94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологический расчет				

муфты, допускается производить разрезку (укорочение) муфты на месте проведения ремонтных работ для получения расчетного значения длины, при этом должно быть обеспечено выполнение требований технической документации по размерам, составу, расположению отверстий в муфте, по состоянию (обработке) торцевых поверхностей муфты;

- если длина требуемой для ремонта муфты превышает 3500 мм, то применяют составную муфту, состоящую из нескольких муфт, расположенных встык друг с другом и соединенных между собой кольцевым сварным швом. Длина составной муфты не должна превышать 10,5 м для трубопроводов диаметром 530 – 1220 мм и 17,5 м для трубопроводов диаметром 219 – 426 мм.

$$L_m = 1500 \text{ мм}$$

Расстояние между трубой и установленной на ней муфтой в любой точке кольцевого зазора должно быть не менее 6 мм и не более 40 мм. Номинальный внутренний диаметр муфты $D_{вн}$ определяется в соответствии с таблицей 5.2.

Номинальный внутренний диаметр муфты Таблица 5.2

$D_n, \text{ мм}$												1
	1	7	7	2	7	2	3	2	2	0	22	
	9	3	7	5	7	6	0	0	0	2	0	
										0		
$D_{вн}, \text{ мм}$												1
	4	0	0	5	0	5	6	5	5	0	26	
	9	3	7	5	7	6	0	0	6	6	2	
										2		

$$D_{вн} = 1262 \text{ мм}$$

Расстояние между отдельно установленными муфтами должно быть не менее 150 мм.

Толщина стенки муфты при одинаковой нормативной прочности металла трубы и муфты должна быть не меньше толщины стенки ремонтируемой трубы.

При меньшей нормативной прочности металла муфты номинальная

					Технологический расчет	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

толщина ее стенки должна быть увеличена в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85*. При этом толщина стенки муфты не должна превышать толщину стенки трубы более чем на 20% .

5.4. Расчет необходимого количества герметика и композитного состава

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

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

$$V_{г} = \pi \cdot (D_{н} + \Delta R) \cdot \Delta R \cdot 50 \cdot 10^{-6}, \quad (43)$$

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

ΔR – кольцевой зазор между трубой и муфтой, мм.

$$V_{г} = 3,14 \cdot (1220 + 21) \cdot 21 \cdot 50 \cdot 10^{-6} = 4,09 = 4,1 \text{ л.}$$

Объем герметика для одной муфты, в литрах, в зависимости от диаметра трубопровода при номинальном кольцевом зазоре ΔR приведены в таблице 5.3.

Количество герметика Таблица 5.3

$D_{н}, \text{ мм} / \Delta R, \text{ мм}$	Объем герметика, л
530/15	1,3
720/15	1,7
820/18	2,4
1020/21	3,4
1220/21	4,1

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

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

$$V_{к} = \pi \cdot (D_{н} + \Delta R) \cdot \Delta R \cdot (L_{м} - 50) \cdot 10^{-6}, \quad (44)$$

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

$$V_{к} = 3,14 \cdot (1220 + 21) \cdot 21 \cdot (1500 - 50) \cdot 10^{-6} = 118,66 = 118,7 \text{ л.}$$

Объем композитного состава для одной муфты, в литрах, в зависимости от длины муфты и диаметра трубопровода при номинальном кольцевом зазоре ΔR приведены в таблице 5.4.

количество композитного состава Таблица 5.4

$D_n, \text{ мм} / \Delta R, \text{ мм}$	Длина муфты, мм					
	1000	1500	2000	2500	3000	3500
530/15	24,4	37,2	50	62,9	75,7	88,6
720/15	32,9	50,2	67,5	84,8	102,1	119,4
820/18	45,0	68,7	92,4	116	139,7	163,4
1020/21	65,2	99,5	133,9	168,2	202,5	236,8
1220/21	77,7	118,7	159,6	200,5	241,4	282,3

6.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При проведении капитального ремонта магистрального нефтепровода необходимо уделять большое внимание безопасности и экологичности проводимых работ. Магистральный нефтепровод “Александровское – Анжеро-Судженск” диаметром 1020 и 1220 мм и общей протяженностью 940,7 км. Нефтепровод располагается в Центральной Сибири и проходит с севера по территории Александровского, Каргасокского, Парабельского, Колпашевского, Чаинского и Томского района Томской области до Анжеро-Судженска Кемеровской области. Трубопровод проходит через Васюганские и Инкинские болота, пересекает реку Обь и множество других рек и притоков. Трасса нефтепровода уложена по долине реки Оби, в основном по ее левому берегу. Ремонтные работы на трубопроводе могут проводиться круглогодично.

Район исследуемого участка в климатическом отношении представляет собой область среднего приобья Западно-Сибирской равнины.

В целом для района характерны продолжительная суровая зима и короткое жаркое лето. Климат почти на всей территории района расположения резко континентальный, характеризующийся продолжительной и холодной зимой, теплым, но не продолжительным летом, короткой весной и осенью. Наблюдаются резкие колебания температуры в течение года, месяца и даже суток. По данным многолетних наблюдений - среднегодовая температура составляет - 5 град.С⁰. Продолжительность зимнего периода - семь месяцев, с октября по май месяц.

					<i>Капитальный ремонт магистрального нефтепровода “Александровское-Анжеро-Судженск” методом наложения муфт КМТ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Кустов С.С</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>					98	137
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр. 3-2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брцсник О.В.,</i>						

Социальная ответственность

6.1. Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ Таблица 6.1.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Земляные работы; Погрузочно-разгрузочные работы; Очистные работы; Сварочно-монтажные работы; Работа с герметиком, композитным составом и растворителями; Изоляционные работы.	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4. Тяжесть и напряженность физического труда.	1. Электрический ток; 2. Пожаро- и взрывоопасность. 3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ 12.1.010–76 [19] ГОСТ 12.1.011–78 [20] ГОСТ 12.1.019–79 [21] ГОСТ 12.1.003–83 [22] ГОСТ 12.1.005–88 [23] ГОСТ 12.1.004–91 [24]

6.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне.

Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,0⁰С.

В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,0⁰С.

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

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях Таблица 6.2.

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

2. Превышение уровней шума.

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных работ.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

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

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши.

3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться нефть, растворитель, герметик и композитный состав.

Растворитель и нефть содержат углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Смола, входящая в композитный состав и герметик, а также пары растворителя и нефти токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³.

При работе с композитным составом, герметиком, растворителем и нефтью необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты: специальный костюм по ТУ 17 – 08 – 114 – 80; резиновые перчатки по ГОСТ 20010 – 74; сапоги по ГОСТ 12.4.137 – 84; респиратор РПГ – 67А по ГОСТ 12.4.004.

4. Тяжесть и напряженность физического труда.

В связи с большой протяженностью и удаленностью нефтепровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

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

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8-ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13⁰⁰ – 14⁰⁰) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

6.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток.

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- *рода и величины напряжения и тока;*
- *частоты электрического тока;*
- *пути тока через тело человека;*
- *продолжительности воздействия на организм человека;*
- *силы тока;*
- *сопротивления;*
- *условий внешней среды;*
- *подготовки персонала.*

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТу 12.1.038-82 ССБТ и быть не более 50 мА.

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

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

Пожаро– и взрывоопасность.

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы,

электрические искры и дуги, способные вызвать возгорание горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатом негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения, возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/ м³.

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших возгораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

6.2. Экологическая безопасность

В настоящее время большинство объектов нефтегазового профиля эксплуатируются более 20 – 25 лет и являются загрязнителями окружающей среды.

Окружающей природной средой является вся совокупность природных элементов и их компонентов в зоне полосы работ по реконструкции подпорной насосной и прилегающих к ней территорий. Целью охраны окружающей среды является исключение или максимальное ограничение вредных воздействий ремонта, рациональное использование природных ресурсов, их воспроизводство.

В подземные и поверхностные воды нефть попадает с нефтесодержащими сточными водами, при вымывании их с поверхности земли, в результате аварий и эксплуатации нефтетранспортных средств и систем. Загрязнение воды нефтью затрудняет все виды водопользования. Исследования показывают, что 1 г нефти портит 100 литров воды.

В соответствии с ГОСТ 17.1.1.01 – 77 под предельно – допустимым сбросом (ПДС) веществ в водный объект принимается масса вещества в сточных водах, максимально допустимая к отведению с установленным режимом в данном пункте водного объекта в единицу времени, с целью обеспечения норм качества воды в контрольном створе. $[ПДС = C_{пдс} \cdot q]$

Величины ПДС служат основой для реализации контроля за соблюдением установленных режимов сброса и качества вод в водные объекты и являются основными целевыми показателями для разработки планов и программы водоохранных комплексов.

Если фактический сброс меньше расчетного, то в качестве ПДС принимается фактический сброс.

Категория сточных вод: хозяйственно – бытовые и производственные.

Рассмотрим ПДС и состав сточных вод, а также посчитаем годовую оплату ЛПДС «Парабель» за сбросы в сточные воды.

Плату за сбросы в сточные воды по формуле:

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

$$\text{Плата} = (\sum M_i \cdot k_{пл.}) \cdot k_{эк.} \cdot k_{мест} \cdot k_{инф.},$$

где $k_{пл.}$ – коэффициент платы, за фактический сброс в сточные воды (для данных показателей коэффициенты выбраны в экологическом отделе ОАО «МНЦС» и сведены в табл. 6.5.);

$k_{эк.}$ – коэффициент экологичности, $k_{э}=1,04$;

$k_{мест}$ – местный коэффициент, $k_{мест}=2$ (для Томской области);

$k_{инф.}$ – коэффициент инфляции, $k_{инф}=0,92$ (на 2007 г.)

Исходные данные для расчёта платы приведены в таблицах 6.3 и 6.4.

Предельно – допустимые сбросы и состав сточных вод Таблица 6.3

Показатели состава	Фактическая концентрация в стоках, мг/л	Фактически й сброс, $M_{факт}$ т/год	Допустимая концентрация, мг/л	Утвержденный ПДС, $M_{утв}$ т/год
1	2	3	4	5
Взвешенные вещества	15,5	4423,3	15,5	4423,3
Сухой остаток	1025	292509,3	1025	292509,3
БПК	20,6	5878,7	20,6	5878,7
Азот аммония	7,5	2140,3	0,38	108,45
Азот нитратов	8,1	2311,55	8,1	2311,55
Железо	0,31	88,456	0,25	71,35
Фосфаты	0,38	108,45	0,38	108,45
Хлориды	126	35957,25	126	35957,25
Сульфаты	9,6	2739,6	9,6	2739,6
СПАВ	0,6	171,2	0,53	151,25
Нефтепродукты	0,1	28,55	0,1	28,55
Азот нитратов	0,05	14,27	0,05	14,27

Значение коэффициентов платы за фактический сброс в сточные воды

Таблица 6.4

Показатели состава сточных вод	$K_{пл}$, если $M_{факт} < M_{утв}$	$K_{пл}$, если $M_{факт} > M_{утв}$	$M_i \cdot k_{пл}$, руб.
1	2	3	4
Взвешенные вещества	5	-	22116,5
Сухой остаток	0,2	-	58501,9
БПК	91	-	534961,7
Азот аммония	689	3445	$7 \cdot 10^6$
Азот нитратов	31	-	71658,1
Железо	55096	275480	8645939,8
Фосфаты	1378	-	149444,1
Хлориды	0,9	-	32361,5
Сульфаты	2,5	-	6849
СПАВ	551,6	2758	55022,1
Нефтепродукты	5510	-	157310,5
Азот нитритов	13775	-	196569,3

Пояснения к таблице 6.4:

$M_i \cdot k_{пл}$, руб. рассчитывается исходя из условия $M_{факт} < M_{утв}$, тогда $M_i \cdot k_{пл} = M_{утв} \cdot k_{пл}$ (столбец 2) или например, если для азота аммония $M_{факт} > M_{утв}$, тогда $M_i \cdot k_{пл} = M_{утв} \cdot 689 + (M_{факт} - M_{утв}) \cdot 3445 = 7 \cdot 10^6$ руб.

Плата за сбросы в сточные воды в 2007 г. составила:

$$Плата = (16930734,5) \cdot 1,04 \cdot 2 \cdot 1,1 = 38,74 \text{ млн. руб./год}$$

При попадании нефти в водоемы, необходимо ликвидировать ее дальнейшее распространение с помощью боновых заграждений и удалить нефтесборщиками. Собранную нефть размещают в специальных сборных резервуарах для последующей утилизации, исключая вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей среды. Тонкие слои нефти, оставшиеся на поверхности воды после сбора нефтесборщиками, нефть, оставшаяся в лагунах, рукавах, заливах, убирается сорбентами. Остаточные нефтяные загрязнения, нефть, оставшаяся на плесах, берегах, между растительностью, смываются водой, собираются на поверхности

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

воды между берегом и боновыми заграждениями, затем убираются с помощью сорбентов, которые наносятся на водную поверхность и после пропитывания остаточной нефтью собираются и вывозятся на специальные полигоны, где утилизируются или сжигаются.

Нефть, разлившаяся на поверхности льда, должна быть собрана механическим или ручным способом и вывезена в котлованы или ближайшую НПС. Нефть, попавшая под лед, должна быть собрана нефтесборщиками и вывезена для дальнейшей утилизации.

Загрязнение грунтовой среды происходит с момента возникновения утечки до ее устранения. Разлившуюся нефть отводят в естественные понижения местности, защитные амбары, траншеи или сооружают земляные дамбы. Это выполняют наряду с основными работами по ликвидации аварии. В случаях, когда работы по ликвидации аварий выполняются со значительным опозданием, глубина загрязнения в результате инфильтрации нефти существенно возрастает, что вызывает соответственно увеличение объема и стоимости рекультивации.

Рекультивация земель – это комплекс работ, направленный на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. Рекультивация проводится с учетом местных природно-климатических условий, степени повреждения и загрязнения ландшафта, назначения участка грунта и требований нормативной документации РД «Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте МН».

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						107
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по посеву и уходу за посевами. Сроки технического этапа рекультивации представлены в таблице 6.5.

Сроки технического этапа рекультивации Таблица 6.5.

<i>Время загрязнения в текущем году</i>	<i>Окончание технического этапа</i>
<i>Зима</i>	<i>Первая весна через осень после загрязнения</i>
<i>Весна</i>	<i>Весна следующего года</i>
<i>Лето</i>	<i>Весна следующего года</i>
<i>Осень</i>	<i>Первая весна через осень после загрязнения</i>

На техническом этапе происходит выветривание нефти, испарение и частичное разрушение легких фракций, фотоокисление нефтяных компонентов на поверхности почвы, восстановление микробиологических сообществ, развитие нефтеоокисляющих микроорганизмов, частичное восстановление сообщества почвенных животных.

Биологический этап включает две стадии – пробный посев трав и фитомелиоративный с внесением минеральных удобрений и посевом устойчивых к загрязнению многолетних трав.

Основным мероприятием по снижению воздействия на земельные угодья в период эксплуатации является повышение надежности работы. Для этого рабочим проектом предусмотрено устранение дефектов методом установки муфт типа П₁. При использовании земельных участков, расположенных в охранной зоне магистрального нефтепровода, необходимо соблюдать “Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов”.

Для выполнения ремонтных работ в период капитального ремонта требуется выполнить отчуждение земель в краткосрочную аренду на период работ.

При выполнении капитального ремонта магистрального нефтепровода негативное воздействие произойдет на всей площади краткосрочной аренды земель.

Тип воздействия на земельные угодья – механическое разрушение поверхности, нарушение рельефа местности и загрязнение поверхности отходами.

Источниками воздействия являются:

- *земляные работы;*
- *установка временных отвалов грунта;*
- *устройство переездов и проездов;*
- *передвижение строительной техники;*
- *устройство бытовых помещений;*
- *загрязнение территории отходами производства.*

Воздействие на территорию, условия землепользования и геологическую среду будет допустимым.

Последствиями негативного воздействия на поверхность земли является изменение рельефа.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период капитального ремонта рабочим проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- *рекультивация нарушенных земель;*
- *проезд строительной техники разрешается только в пределах краткосрочной аренды земель, а также по временным подъездам, постоянным проездам и переездам;*
- *для сохранения направления естественного поверхностного стока воды предусмотрена планировка полосы отвода после окончания работ;*
- *для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на ближайших к участкам работ АЗС;*
- *для исключения загрязнения территории отходами производства предусмотрена своевременная уборка мусора и отходов;*
- *запрещается использовать неисправные, пожароопасные транспортные и строительно – монтажные средства;*
- *строительные материалы, применяемые при ремонтных работах, должны иметь сертификат качества;*

					Социальная ответственность	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

• *запрещено размещение отвалов грунта за границами полосы отвода.*

При проведении капитального ремонта в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества от работы строительной техники, при проведении сварочных и изоляционных работ, а также возможна утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

С целью предотвращения негативного воздействия на атмосферу в месте производства работ должен постоянно производиться анализ газовоздушной среды специальными приборами - газоанализаторами. Во время проведения ремонтных работ места проведения работ должны быть оснащены автоматическими системами контроля за загрязнением атмосферного воздуха, стационарные источники выброса вредных веществ в воздух оснащены приборами контроля. В случае повышенной концентрации токсичных и вредных веществ в атмосфере, необходимо обнаружить источник выбросов и ликвидировать его.

Выброс загрязняющих веществ в атмосферу при работе строительной техники на площадках строительных работ, при сварочных и изоляционных работах составляют всего 68,452 тонны, в том числе при работах на площадках расположенных на территории Томской области 67,943 т.

Платежи за негативное воздействие, наносимое окружающей природной среде за счет образования выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, в период капитального ремонта, в ценах на 2007 г. составляет всего 4404,54 руб., в том числе по Томской области 4387 руб.

Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе направлено на восстановление гарантированной работоспособности трубопровода, и, следовательно, его безаварийной работы.

В процессе эксплуатации магистральном нефтепровода негативное воздействие на окружающую среду не производится.

Процесс капитального ремонта магистральном нефтепровода окажет незначительное негативное воздействие на окружающую среду и будет являться единовременным (краткосрочным).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						110
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В процессе капитального ремонта образуется 33,938 тонн отходов. Плата за размещение отходов производства, за период ремонтных работ составляет – 26279,36 руб., в ценах 2007 г.

Проектом предусмотрено полное восстановление и благоустройство по снижению негативного воздействия в период капитального ремонта на земельные территории после завершения ремонтных работ, а также разработаны мероприятия по снижению негативного воздействия в период капитального ремонта на земельные ресурсы, атмосферу и водную среду.

6.3. Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- *наводковые наводнения;*
- *лесные пожары;*
- *террористические акты;*
- *по причинам техногенного характера (аварии) и др.*

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- *ошибочные действия персонала при производстве работ;*
- *отказ приборов контроля и сигнализации;*
- *отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;*
- *производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;*
- *старение оборудования (моральный или физический износ);*
- *коррозия оборудования;*
- *гидравлический удар;*
- *факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молний и др.).*

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных зонах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При взрыве паро – и газовой смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

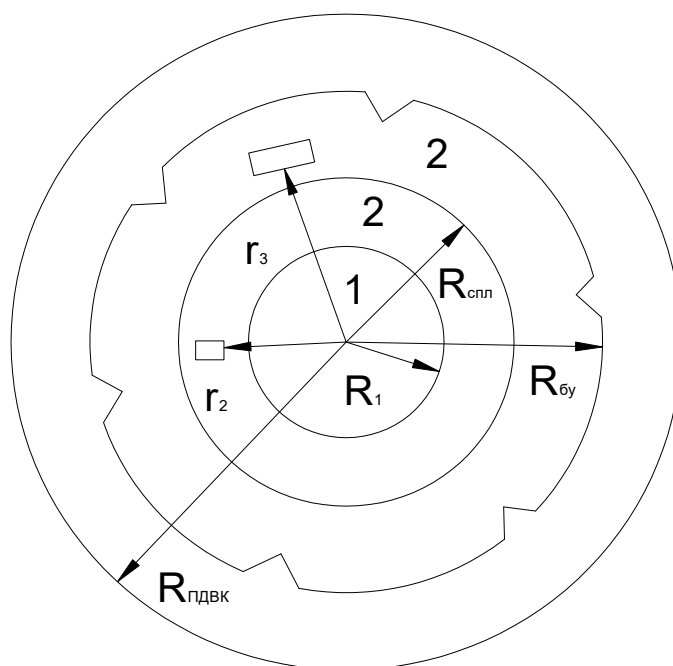
Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q} (м), \quad (48)$$

где Q – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{спл} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q} (м) \quad (49)$$



Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси Рис. 6.1.

1 – Зона детонационной волны;

2 – Зона ударной волны;

R_1 – радиус зоны детонационной волны (м);

$R_{спл}$ – радиус зоны смертельного поражения людей;

$R_{бу}$ – радиус безопасного удаления, $\Delta P_{ф} = 5$ (кПа);

$R_{пдвк}$ – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации;

r_2 и r_3 – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;

- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;

для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работник должен быть оснащен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

					Социальная ответственность	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Введение

В данном разделе проекта рассматривается работа по устранению дефектов на основе современных технологических решений.

В экономической части произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов с проведением экономического сравнения перспективности ремонта с применением манжеты Clock Spring с традиционной технологией:

1. по традиционной технологии - установке композитно-муфтовой технологии (КМТ).
2. по новой экономически - выгодной технологии установки манжеты Clock Spring.

Эксплуатационные затраты на устранение дефектов состоят из следующих элементов:

1. затраты на материалы
2. затраты на оплату труда
3. страховые взносы
4. амортизационные отчисления
5. прочие затраты

Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта приведены в табл. 7.1, 7.2 (транспортные расходы составляют 2%, строительно-монтажные 5% от стоимости оборудования).

					<i>Капитальный ремонт магистрального нефтепровода "Александровское-Анжеро-Судженск" методом наложения муфт КМТ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кустов С.С.</i>			<i>Экономическая часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					114	137
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.,</i>						

Далее производим расчет амортизационных отчислений, результаты заносим в табл. 7.3, 7.4.

7.2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

7.2.1 Техничко-экономическое обоснование проведения работ

Капитальный ремонт методом наложения муфт КМТ магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» основной и резервной нитками выполняется с целью повышения его надежности при дальнейшей эксплуатации и снижения вероятности возникновения аварийной ситуации.

Метод наложения муфт КМТ на отдельных участках магистрального нефтепровода является наиболее актуальным, так как строительство новых нефтепроводов взамен старых требует огромных финансовых и трудовых затрат, а также больших календарных сроков строительства.

Рассмотренный способ является наиболее экономичным из существующих на сегодня методов.

Одновременная замена двух ниток нефтепровода значительно увеличивает его надежность, а доведение до нормативного состояния этого же участка, значительно снижает уровень вероятной возможности возникновения аварийной ситуации.

7.3 Планирование выполнения работ

7.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и исполнитель. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (Таблица 1).

					Экономическая часть	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор темы исследований	2	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
	3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель, исполнитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующих технологий проведения строительных работ	Исполнитель
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
	8	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, исполнитель
	9	Оформление пояснительной записки	Исполнитель
	10	Разработка презентации и раздаточного материала	Исполнитель

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожи}$ используется следующая формула:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка технического задания:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} = \frac{3 * 1 + 2 * 3}{5} = 1,8 \text{ чел} - \text{дн};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

7.4 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются

					Экономическая часть	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}}$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Все рассчитанные значения необходимо свести в

Таблица 2:

Таблица 2 – Временные показатели проведения научного исследован

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнитель	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Подбор и изучение материалов по теме	10	13	11,2	Исполнитель	11,2	17
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Руководитель	1,8	3
Выбор алгоритма исследований	5	7	5,8	Руководитель исполнитель	2,9	4
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель исполнитель	2,1	3
Анализ существующих методов строительства	10	15	12	Исполнитель	12	18
Проведение теоретических расчетов и обоснование	10	14	11,6	Исполнитель	11,6	17
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель исполнитель	1,9	3
Определение целесообразности проведения процесса	3	5	3,8	Руководитель исполнитель	1,9	3
Оформление пояснительной записки	12	17	14	Исполнитель	14	21
Разработка презентации и раздаточного материала	5	7	5,8	Исполнитель	5,8	9

№ работ	Вид работы	Исполнители	Ткi Кал.д н.	Продолжительность выполнения работ												
				Февр.		март		апрель		май		июнь				
							2			2			2			2
1	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	17	■												
2	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3		■											
3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель исполнитель	4		■	■										
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель исполнитель	3			■	■									
5	Анализ существующих методов	Исполнитель	18				■									
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	17					■								
7	Оценка результатов исследования	Руководитель исполнитель	3								■	■				
8	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель исполнитель	3								■	■				
9	Оформление пояснительной записки	Исполнитель	21								■					
10	Разработка презентации и раздаточного материала	Исполнитель	9										■			

Рисунок 2. Календарный план-график проведения исследования по теме

7.5 Бюджет проведения работ на ремонт и устранение дефектов

7.5.1 Расчет материальных затрат

Определим стоимость основных и вспомогательных материалов для обоих вариантов.

Статья материалы для КМТ Таблица 7.7

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Муфта, кг	1466	170,5	249953
Изоляционная пленка, кг	60	145	8700
Электроды 3мм, кг	2,5	75	187,5
Электроды 5мм, кг	15	65	975
Праймер, кг	5	79	395
Круги отрезные, шт.	1	30	30
Круги шлифовальные, шт.	2	30	60
Абразивная дробь, кг	500	20	10000
Герметик, л	4,1	231	947,1
Композитный состав, л	118,7	176	20891,2
Растворитель, л	30	18	540
Плита дорожная ПНД-АIV (6*2*0,14), шт.	5	6200	31000
Дизтопливо, кг	2000	6	12000
Итого:			335678,8
Транспортные расходы, 5%			16783,94
Итого с учетом транспортных расходов:			352462,7

Статья материалы для Clock Spring Таблица 7.8

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Комплект Clock Spring, шт. - мастика - армирующая стеклополимерная композитная лента - композитный конструкционный адгезив	1	58530	58530
Изоляционная пленка, кг	15	145	2175
Абразивная дробь, кг	50	20	1000
Плита дорожная ПНД-АIV (6*2*0,14), шт.	5	6200	31000
Дизтопливо, кг	1500	6	9000
Итого:			101705
Транспортные расходы, 5%			5085,25
Итого с учетом транспортных расходов:			106790,25

7.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для выполнения работ

						Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Экономическая часть	

Наименование	Марка	Кол.	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	ТД-25	1	800000	800000	16000	40000	856000
Экскаватор	ЭО4124	1	1550000	1550000	31000	77500	1658500
Автокран	КС3561	1	1228000	1228000	24560	61400	1313960
Сварочная машина	Урал "Парма"	1	1520000	1520000	30400	76000	1626400
Самосвальная машина	Урал	1	1170000	1170000	23400	58500	1251900
Бортовая машина	"ЗИЛ" 131	1	900000	900000	18000	45000	963000
Автозаправщик	Т 371	1	1200000	1200000	24000	60000	1284000
Вахтовая машина	Урал "Вахта"	1	1210000	1210000	24200	60500	1294700
Трал	КРАЗ	1	900000	900000	18000	45000	963000
Трубоискатель	ТИ-12	1	100000	100000	2000	5000	107000
Автоцистерна для питьевой воды	АВЦ-1.7	1	1100000	1100000	22000	55000	1177000
Дробеструйная установка	2040 NC	1	450000	450000	9000	22500	481500
Компрессор	Compare Holman 51	1	900000	900000	18000	45000	963000
Ручная шлифовальная машина		1	25680	25680	513,6	1284	27477
Ручное перемешивающее устройство		1	100000	100000	2000	5000	107000
Миксер с механическим приводом		1	50000	50000	1000	2500	53500
Нагнетательный насос		1	45000	45000	900	2250	48150
Цепные стяжки		2	500	1000	20	50	1070
Гидравлический домкрат		2	3500	7000	140	350	7490
Итого:		21					14184647

Потребность оборудования необходимого для ремонта КМТ

Наименование	Марка	Кол.	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	ТД-25	1	800000	800000	16000	40000	856000
Экскаватор	ЭО4124	1	1550000	1550000	31000	77500	1658500
Автокран	КС3561	1	1228000	1228000	24560	61400	1313960
Дробеструйная установка	2040 NC	1	450000	450000	9000	22500	481500
Самосвальная машина	Урал	1	1170000	1170000	23400	58500	1251900
Бортовая машина	"ЗИЛ" 131	1	900000	900000	18000	45000	963000
Вахтовая машина	Урал "Вахта"	1	1210000	1210000	24200	60500	1294700
Трал	КРАЗ	1	900000	900000	18000	45000	963000
Трубоискатель	ТИ-12	1	100000	100000	2000	5000	107000
Компрессор	Compare Holman 51	1	900000	900000	18000	45000	963000
Стягивающее устройство		1	100000	100000	2000	5000	107000
Электростанция		1	27000	27000	540	1350	28890
Итого:		12					9988450

Потребность оборудования необходимого для ремонта Clock Spring Таблица 7.2

7.6 Затраты на оплату труда исполнителей работ

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в табл. 7.5, 7.6.

Фонд оплаты труда работающих для КМТ Таблица 7.5

Профессия	Разряд	Кол.	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+30%	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	30,76	984,32	50	492,16	1476,48	295,29	1417,4	3189,1
Машинист бульдозера	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,47	1120,6	2521,4
Машинист экскаватора	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,47	1120,6	2521,4
Водитель автокрана	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,47	1120,6	2521,4
Водитель бортовой машины	4	1	21,22	679,04	50	339,52	1018,56	203,71	977,8	2200,0
Водитель автозаправщика	5		22,76	728,32	50	364,16	1092,48	218,49	1048,7	2359,7
Водитель вахтовой машины	5		22,76	728,32	50	364,16	1092,48	218,49	1048,7	2359,7
Водитель сварочной машины	5		22,76	728,32	50	364,16	1092,48	218,49	1048,7	2359,7

Водитель самосвальной машины	4		21,22	679,04	50	339,52	1018,56	203,71	977,8	2200,0
Электросварщик	6		24,32	1556,48	50	778,4	2334,72	466,94	2241,3	5042,9
Слесарь ремонтник	5		22,76	1456,64	50	728,32	2184,96	436,99	2097,5	4719,5
Дефектоскопист	6		24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,47	1120,6	2521,4
Итого		5								34517,1

Фонд оплаты труда рабочих для Clock Spring Таблица 7.6

Профессия	Разряд	Кол.	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+30%	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	30,76	984,32	50	492,16	1476,48	295,296	1417,42	3189,19
Машинист бульдозера	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,472	1120,66	2521,49
Машинист экскаватора	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,472	1120,66	2521,49
Водитель автокрана	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,472	1120,66	2521,49
Водитель бортовой машины	4	1	21,22	679,04	50	339,52	1018,56	203,712	977,81	2200,08

Водитель вахтовой машины	5	1	22,76	728,32	50	364,16	1092,48	218,496	1048,78	2359,75
Водитель самосвальной машины	4	1	21,22	679,04	50	339,52	1018,56	203,712	977,81	2200,08
Слесарь ремонтник	5		22,76	1456,64	50	728,32	4,96	436,992	2097,56	4719,51
Итого		9								22233,13

7.7 Амортизационные отчисления

Расчет амортизационных отчислений для ремонта КМТ Таблица 7.3

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	ТД-25	1	85600 0	20	17120 0
Экскаватор	ЭО41 24	1	16585 00	20	33170 0
Автокран	КС35 61	1	13139 60	20	26279 2
Сварочная машина	Урал "Парма"	1	16264 00	10	16264 0
Самосвальная машина	Урал	1	12519 00	20	25038 0
Бортовая машина	"ЗИЛ" 131	1	96300 0	20	19260 0
Автозаправщик	Т 371	1	12840 00	20	25680 0
Вахтовая машина	Урал "Вахта"	1	12947 00	20	25894 0
Трал	КРАЗ	1	96300 0	10	96300
Трубоискатель	ТИ-12	1	10700 0	10	10700
Автоцистерна для питьевой воды	АВЦ- 1.7	1	11770 00	20	23540 0
Дробеструйная установка	2040 NC	1	48150 0	20	96300
Компрессор	Comp are	1	96300 0	20	19260 0

					Экономическая часть	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

	Holman 51				
Ручная шлифовальная машина		1	27477	10	2747,7 6
Ручное перемешивающее устройство		1	10700 0	10	10700
Миксер с механическим приводом		1	53500	10	5350
Нагнетательный насос		1	48150	10	4815
Цепные стяжки		2	1070	25	268
Гидравлический домкрат		2	7490	25	1873
Итого:		2 1	14213 537		25441 06

Таблица 7.4

Расчет амортизационных отчислений для ремонта Clock Spring

Наименование	Марка	К ол.	Полная стоимость , руб.	Нор ма аморти зации, %	Сумма амортиза ции, руб.
Бульдозер	ТД-25	1	856000	20	17120 0
Экскаватор	ЭО4124	1	165850 0	20	33170 0
Автокран	КС3561	1	131396 0	20	26279 2

									Лист
									129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Экономическая часть				

Дробеструйная установка	2040 НС	1	481500	10	48150
Самосвальная машина	Урал	1	125190 0	20	25038 0
Бортовая машина	"ЗИЛ" 131	1	963000	20	19260 0
Вахтовая машина	Урал "Вахта"	1	129470 0	20	25894 0
Трал	КРАЗ	1	963000	10	96300
Трубоискатель	ТИ-12	1	107000	20	21400
Компрессор	Compa re Holman 51	1	963000	20	19260 0
Стягивающее устройство		1	107000	25	26750
Электростанция		1	28890	20	5778
Итого:		1 2	998845 0		18585 90

Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \times C \times K, \quad (7.1)$$

где D – продолжительность периода, дни;

C – время смены, часы;

K – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \times M_{об}, \quad (7.2)$$

где $A_{год}$ – амортизационные отчисления за год, руб.;

									Лист
									130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Экономическая часть				

$M_{год}$ – машино-часы отработанные оборудованием за год;

$M_{об}$ – машино-часы отработанные оборудованием за время ремонта.

Для КМТ:

$$M_{об} = 4 * 8 * 21 = 672 \text{ маш.-час}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 * 8 * 21 = 43512 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = 2544106 / 43512 * 672 = 39291 \text{ руб.}$$

Для Clock Spring:

$$M_{об} = 2 * 8 * 12 = 192 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 * 8 * 12 = 24864 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = 1852812 / 24864 * 192 = 14307,4 \text{ руб}$$

7.8 Расчет страховых взносов

○ Величина страховых взносов – 30%

○ платежи на страхование от несчастного случая, ставка – 2,5%.

Отчисления во внебюджетные фонды для КМТ = $34517,1 \cdot 32,5 / 100 = 15705,06$ руб.

Отчисления во внебюджетные фонды для CLOCK SPRING = $22233,13 \cdot 32,5 / 100 = 10115,77$ руб.

7.9 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Заключительный сравнительный анализ методов ремонта представлен в табл. 7.9.

					Экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

Смета затрат на устранение 1 дефекта Таблица 7.9

№	Наименование статей	КМТ		Clock Spring	
		тыс. руб.	уд. вес, %	тыс. руб.	уд. вес, %
1	Материальные	352,46	57,8	106,79	51,2
2	Оплата труда	34,52	5,7	22,23	10,6
3	Отчисл. на соц.	15,7	1,5	10,1	2,8
4	Амортизация	39,29	6,4	14,31	6,9
5	Прочие затраты	174,09	28,6	59,64	28,5
	Всего затрат:	616,06	100	213,07	100

7.10 Формирование бюджета затрат Капитальный ремонт

магистрального нефтепровода “Александровское – Анжеро-Судженск”
методом наложения муфт КМТ

Итог: Затраты на устранение дефекта методом КМТ = 616,06 тыс. руб.

Затраты на устранение методом Clock Spring = 213,07 тыс. руб.

Экономия составит: $P_B = 616,06 - 213,07 = 402,99$ тыс. руб.

Прибыль чистая составит: $P_{\text{ч}} = P_B - 20\% = 402,99 - 20\% = 322,39$ тыс. руб.

Технико-экономические показатели представлены в табл. 7.10.

Таблица 7.10

Технико-экономические показатели вариантов ремонта

Показатели	Ед. изм.	КМТ	Clock Spring
Продолжительность ремонта	дни	4	2
	чел.	14	9
Численность работников	чел×час	448	144
	тыс.	616,06	213,07
Трудоемкость	руб.		
Смета затрат, всего:		352,46	106,79
в том числе	тыс.	34,52	22,23
- материальные затраты	руб.	15,7	10,1

					Экономическая часть			Лист
							132	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				

- оплата труда		тыс.	39,29	14,31
- Страховые взносы		руб.	174,09	59,64
- амортизационные отчисления		тыс.	—	402,99
- прочие затраты		руб.	—	322,39
Прирост валовой	прибыли	тыс.		
Прирост чистой	прибыли	руб.		
		тыс.		
		руб.		
		тыс.		
		руб.		

7.11 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ

Таким образом, экономический расчет показал, что из представленных видов ремонта по устранению дефектов ремонт, с использованием муфт Clock Spring проводится с меньшими затратами. Также данный способ ремонта увеличивает срок службы участка трубопровода до 50 лет, в отличие от конкурирующего, с применением КМТ.

Заключение

С развитием трубопроводного транспорта, объем ремонтных работ будет возрастать. Следовательно, возрастает актуальность и значимость технологии ремонта, гарантирующей восстановление проектных характеристик трубопровода и их дальнейшую безотказную эксплуатацию, без ограничения срока.

В данной работе рассмотрены основы выборочного ремонта магистрального трубопровода по композитно – муфтовой технологии и с применением композитных манжет Clock Spring, а также технологические операции, выполняемые при их установке в соответствии с действующими руководящими документами.

Технология ремонта с применением композитных муфт успешно применяется в мировой практике для ремонта трубопроводов в течение последних пятнадцати лет и полностью восстанавливает прочность ремонтируемого участка трубопровода. Срок службы данной ремонтной конструкции не ограничивает срок службы трубопровода.

Существует менее затратная и менее трудоемкая технология ремонта участка с образовавшимся дефектом с помощью композитных манжет Clock Spring, позволяющих предотвратить развитие дефекта, перераспределить возникающие здесь напряжения, исключить избыточные деформации стенки трубопровода и сохранить его эксплуатационные характеристики.

Преимущества композитно-муфтовой технологии:

1. Сокращения до минимума ремонта методом врезки “катушки”;
2. Повышает безопасность работ за счет исключения сварочных работ на поверхности действующего нефтепровода;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода “Александровское-Анжеро-Судженск” методом наложения муфт КМТ			
Разраб.		Кустов С.С.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					134	137
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

3. Полностью восстанавливает прочность и ресурс отремонтированного участка нефтепровода;
4. Унифицирует технологию ремонта дефектов нефтепровода различных типов и размеров;
5. Позволяет проводить плановый выборочный ремонт дефектосодержащих участков нефтепровода по данным внутритрубной диагностики при минимальном снижении рабочего давления перекачки нефти.

В ходе работы был проведен ряд расчетов:

1. Проведен гидравлический расчет нефтепровода, в результате которого полные потери напора в трубопроводе составили 314,88 м;
2. Проведен расчет подземного трубопровода на прочность, который показал, что при давлении 4,91 МПа и толщине стенки трубопровода равной 9,6 мм условие прочности не выполняется;
3. Рассчитаны геометрические параметры ремонтной конструкции в зависимости от длины дефекта и наружного диаметра действующего нефтепровода. Длина композитной муфты составила 1500 мм, диаметр 1262 мм;
4. Вычислено необходимое количество герметика и композитного состава для герметизации. Оно составляет: герметика – 4,1 л; композитного состава – 118,7 л.
5. Произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов с проведением экономического сравнения ремонта с применением манжеты Clock Spring с традиционной технологией.

					Заключение	Лист
						135
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список литературы

1. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Учебное пособие для ВУЗов. Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов – М.: Недра, 1988. – 54 с.
2. Ремонт магистральных трубопроводов. Учебное пособие для ВУЗов. В.В. Борисов и др. – М.: Недра, 1978. – 198 с.
3. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов/А.П. Гумеров и др. – М.: Недра, 1972. – 85 с.
4. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов/В.А. Березин, К.Е. Ращепкин и др. – М.: Недра, 1978. – 364 с.
5. Прочность и ремонт участков магистральных трубопроводов Западной Сибири. Учебное пособие для ВУЗов. Г.Н. Тимирбулатов – М.: Недра 1978. – 407 с.
6. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов. Учебное пособие для ВУЗов. О.М. Иванцов, А.С. Пашенко, В.М. Степанов – М.: Недра 1982. – 23 с.
7. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06 – 85* «Магистральные трубопроводы».
8. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов/Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин. М. Недра. 1995 – 245 стр.
9. Трубопроводный транспорт нефти: Учебник для вузов: 1 т. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др./ Под ред. С. М. Вайнштока. – М.: Недра, 2002. – 407 с.
10. 13. Трубопроводный транспорт нефти: Учебник для вузов: 2 т. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др./ Под ред. С. М. Вайнштока. – М.: Недра, 2004. – 621 с.
11. РД – 23.040.00 – КТН – 090 – 07. “Классификация дефектов и методов ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов”.
12. РД 75.180.00 – КТН – 164 – 06. “Технология проведения работ по композитно – муфтовому ремонту магистральных трубопроводов”.
13. РД 75.180.00 – КТН – 165 – 06. “Методика на проведение выборочного ремонта трубопроводов композитно – муфтовым методом на основе результатов внутритрубной диагностики”.
14. РД – 19.100.00 – КТН – 047 – 06. “Внутритрубная диагностика магистральных нефтепроводов”.
15. ТД 33.337 – 98. “Технология проведения работ по композитно – муфтовому ремонту магистральных нефтепроводов”.

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода “Александровское-Анжеро-Судженск” методом наложения муфт КМТ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Кустов С.С.				Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						136	137
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

16. ГОСТ 12.1.010 – 76. Взрывобезопасность. Общие требования.
17. ГОСТ 12.1.011 – 78. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.
18. ГОСТ 12.1.004 – 91. Пожарная безопасность. Общие требования.
19. ГОСТ 12.1.003 – 83. Шум. Общие требования безопасностию

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		137