

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Определение метода ремонта и выбор технологии выборочного ремонта магистральных нефтепроводов»

УДК 622.692.4.07

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Г	Елизаров С.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Назаров А.Д.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	М.В. Гуляев	к.т.н., доц.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
21.03.01 Нефтегазовое дело**

<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 общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы	Требования ФГОС ВО

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>(ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра «Транспорта и хранения нефти и газа»

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой
 _____ Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Елизаров С.А.

Тема работы:

«Определение метода ремонта и выбор технологии выборочного ремонта магистральных нефтепроводов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2016 г. № 3075/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.05.2016 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <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><u>Объектом исследования является магистральный нефтепровод. Научно-техническая литература, нормативно-техническая документация ОАО «АК«Транснефть».</u></p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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><u>Ремонтные конструкции для ремонта магистральных нефтепроводов, порядок выполнения работ по устранению дефектов, требования безопасности труда и пожарной безопасности при проведении выборочного ремонта магистральных нефтепроводов, мероприятия по охране окружающей среды, гидравлический расчет нефтепровода, расчет нефтепровода на прочность и устойчивость.</u></p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><u>Усредненная зависимость количества дефектных труб на магистральных нефтепроводах от срока эксплуатации;</u> <u>Ремонтные конструкции для выборочного ремонта магистральных нефтепроводов;</u> <u>Схема сборки продольных стыков полумуфт;</u> <u>Календарный график производства работ при установке муфты П1;</u> <u>Сечение траншеи при установке муфты П1 на нефтепровод Ø 1220 мм.</u></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>Белозерцева О.В, к.э.н, доцент</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Гуляев М.В, доцент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p><i>Реферат</i></p>	
<p>abstract</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>29.10.2015 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Назаров А.Д.	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Елизаров С.А.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Елизаров Станислав Андреевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист (бакалавр)	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Объект исследования.	Рассчитать затраты на проведения ремонта нефтепровода методом установки муфты П1
2. В разделе рассматриваются следующие затраты:	1. Затраты времени на проведение ремонта 2. Расчет стоимости ремонта 3. Расчет необходимого оборудования
3. Перечень графического материала	Таблицы, рисунки

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева Ольга Викторовна	к.э.н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Елизаров Станислав Андреевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Г	Елизаров Станислав Андреевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	210301 «Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Климат в районе проведения работ континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. При выполнении строительных работ на магистральном нефтепроводе могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p>	<p>Объекты газонефтепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности.</p> <p>Вредные</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение параметров климата на открытом воздухе; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. <p>Опасные</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 3. Повышенный уровень ультрафиолетовой радиации 4. Поражения электрическим током 5. Пожароопасность 6. Взрывоопасность
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>При выполнении ремонтных работ на линейной части нефтепровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы.</p> <p><i>Виды воздействий на природную среду в период ремонтных работ:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ; - Выбросы при производстве изоляционных работ; - Образование и размещение отходов, образующихся при ремонте.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.</p> <p>Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:</p>

	<p>-паводковые наводнения; -лесные пожары; -террористические акты; -по причинам техногенного характера (аварии) и др.</p> <p>Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть:</p> <p>-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 молнией и др.).</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	М.В. Гуляев	к.т.н., доц.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Елизаров Станислав Андреевич		

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.05.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.04.2016	<i>Организация выборочного ремонта магистральных нефтепроводов</i>	10
13.04.2016	<i>Виды дефектов труб магистральных нефтепроводов на линейной части</i>	10
14.04.2016	<i>Выборочный ремонт</i>	10
18.04.2016	<i>Сборка ремонтных конструкций</i>	10
20.04.2016	<i>Технология сварочно-монтажных работ при ремонте на действующих трубопроводах</i>	10
26.04.2016	<i>Неразрушающий контроль качества при ремонтных работах на магистральных нефтепроводах</i>	5
28.04.2016	<i>Земляные работы при проведении выборочного ремонта магистральных нефтепроводов</i>	5
05.05.2016	<i>Восстановление изоляционного покрытия ремонтируемого участка трубопровода</i>	5
	<i>Расчетная часть</i>	10
13.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	5
17.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	
18.05.2016	<i>Заключение</i>	5
23.05.2016	<i>Презентация</i>	5
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Назаров А.Д.	к.ф.-м.н, доцент		

Согласовано:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Аннотация

В дипломной работе рассматривается одна из актуальных проблем – выборочный ремонт магистральных нефтепроводов.

В первой главе рассмотрен процесс организации выборочного ремонта магистральных нефтепроводов: формирование плана устранения дефектов, порядок выполнения работ по устранению дефектов, порядок сдачи и приемки работ по устранению дефектов.

Во второй главе проведен обзор дефектов труб линейной части магистральных нефтепроводов.

В третьей, четвертой и пятой главах приведена классификация ремонтных конструкций, подробно рассмотрены ремонтные конструкции для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений магистральных нефтепроводов давлением до 6,3 МПа, приведены требования к материалам ремонтных конструкций, рассмотрен процесс сборки и сварки ремонтных конструкций.

Шестая глава посвящена рассмотрению применения неразрушающего контроля качества при ремонтных работах на магистральных нефтепроводах.

В седьмой главе рассмотрен процесс проведения земляных работ при проведении выборочного ремонта и проведен расчет характеристик ремонтного котлована и объема земляных работ.

Восьмая глава посвящена рассмотрению восстановления изоляционного покрытия ремонтируемого участка трубопровода.

В девятой главе приведена расчетная часть. Произведены расчеты трубопровода на прочность и устойчивость, гидравлический расчет нефтепровода, проведен выбор ремонтной конструкции и ее параметров, расчет необходимости снижения технологических параметров перекачки.

Десятая глава посвящена расчету объемов работ, стоимости ремонта и расчету времени, необходимого для проведения ремонта методом установки муфты П1, построен календарный график проведения ремонтных работ,

определена численность ремонтного персонала и количество основных строительных машин и механизмов.

В одиннадцатой главе рассмотрены требования техники безопасности и охраны труда при проведении выборочного ремонта, мероприятия по охране окружающей среды.

В процессе написания работы проводился анализ научно-технической литературы и нормативно-технической документации ОАО «АК «Транснефть» по ремонту магистральных нефтепроводов.

Реферат

Выпускная квалификационная работа 139 с, 34 рисунков, 25 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: ремонтная конструкция, магистральный нефтепровод, капитальный ремонт, выборочный ремонт, муфта.

Объектом исследования является рассмотрение организации и проведения выборочного ремонта магистральных нефтепроводов методом установки ремонтных конструкций.

Цель работы – изучение ремонтных конструкций, разрешенных ОАО «АК «Транснефть» к применению, для проведения выборочного ремонта магистральных нефтепроводов; проведение выбора ремонтной конструкции и ее параметров для ликвидации коррозионного повреждения; расчет затрат времени и денежных средств на проведение ремонта выбранной ремонтной конструкцией.

В процессе работы проводился анализ научно-технической литературы и нормативно-технической документации по ремонту магистральных нефтепроводов. Рассмотрены дефекты труб линейной части магистральных нефтепроводов, ремонтные конструкции для проведения выборочного ремонта дефектов труб и кольцевых сварных соединений магистральных нефтепроводов с давлением до 6,3 МПа, процесс организации выборочного ремонта магистральных нефтепроводов, последовательность производства работ.

В результате работы был произведен выбор ремонтной конструкции и ее параметров для ремонта коррозионного повреждения магистрального нефтепровода, рассчитаны объемы работ, рассчитана стоимость проведения ремонта, составлен перечень необходимого оборудования, составлен календарный график производства работ.

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

вантуз: Устройство, состоящее из патрубка с фланцем и вантузной запорной арматуры, устанавливаемое под прямым углом к оси трубопровода, предназначенное для впуска воздуха при освобождении и выпуска газовой смеси при заполнении трубопровода, подключения насосных агрегатов для откачки (закачки) нефти и нефтепродуктов из трубопровода при выполнении плановых и аварийных работ на линейной части магистральных трубопроводов.

вмятина: Местное уменьшение проходного сечения трубы без излома оси трубопровода, возникшее в результате механического воздействия.

внутритрубная диагностика магистрального трубопровода (инспекция, диагностическое обследование); ВТД: Комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах трубопровода с использованием внутритрубных инспекционных приборов.

внутритрубный инспекционный прибор (внутритрубный дефектоскоп); ВИП: Устройство, перемещаемое внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах стенки трубопровода и сварных швов и их местоположении в трубопроводе.

выборочный ремонт трубопровода: Ремонт отдельной секции трубопровода, содержащей дефекты, подлежащие ремонту.

галтельная муфта: Ремонтная муфта для ремонта дефектов кольцевых стыков, гофров, привариваемая к трубе и имеющая короткую или удлиненную полость (галтель).

гофр: Уменьшение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися выпуклостями и вогнутостями стенки, в результате потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси трубопровода.

данные внутритрубной диагностики; данные ВТД: Информация, зафиксированная ВИП при проведении внутритрубной диагностики трубопровода и сохраненная в электронном виде.

дефект: Каждое отдельное несоответствие нормативным документам: стенки, сварных швов, геометрических форм трубы, а также соединительные, конструктивные детали и сварные присоединения, не соответствующие нормативным документам.

дефектный сварной стык: Сварной шов, содержащий один и более дефектов.

дефект, примыкающий к сварному шву: Дефект, для которого минимальное расстояние от границы дефекта до линии перехода сварного шва к основному металлу не более значения четырех толщин бездефектной стенки трубы в зоне, прилегающей к дефекту.

дефекты геометрии трубы: Дефекты, связанные с изменением формы трубы.

длина дефекта: Расстояние между наиболее удаленными в продольном направлении (вдоль оси трубы) точками дефекта.

дополнительный дефектоскопический контроль: Контроль, проводимый неразрушающими методами с целью уточнения типа и параметров дефекта, обнаруженного ВИП, и выявления возможных дополнительных дефектов.

кольцевой шов: Угловой или стыковой шов замкнутого контура.

композитная муфта: Стальная оболочка, не приваренная к стенке трубопровода и заполненная композитным составом. Устанавливается по специальной композитно-муфтовой технологии.

корневой валик: одиночный сварной шов, накладываемый в зазор между основной трубой и приварной деталью (муфтой, усиливающей накладкой или патрубком) при выполнении таврового, нахлесточного или углового сварных соединений ремонтных конструкций.

межслойная температура: Регламентируемая температура сваренного

слоя или валика при многослойной или многопроходной сварке, при которой допускается наложение следующего слоя или валика.

метод временного ремонта трубопровода: Метод ремонта, восстанавливающий несущую способность участка трубопровода с дефектами на ограниченный период времени.

метод постоянного ремонта нефтепровода: Метод ремонта, восстанавливающий несущую способность участка трубопровода с дефектами до уровня бездефектного участка на все время его дальнейшей эксплуатации.

муфта: Ремонтная конструкция для ремонта дефектов трубопровода.

муфтовый тройник: Узел врезки, комплектуемый одной простой полумуфтой, одной полумуфтой с отверстием, одним патрубком ответвления.

ниточный валик: Одиночный сварной шов, накладываемый на основную трубу или на торец муфты при заварке коррозионных и механических повреждений, а также установке приварных ремонтных конструкций (муфт, усиливающих накладок и патрубков) при выполнении таврового, нахлесточного или углового сварного соединения ремонтных конструкций.

нахлесточное соединение: Сварное соединение, в котором сваренные элементы расположены параллельно и частично перекрывают друг друга (приварка муфты или воротника к основной трубе).

номинальный наружный диаметр трубы: Наружный диаметр трубы, указанный в сертификате трубы.

нормативные документы: Действующие регламенты на изготовление труб, соединительных и конструктивных деталей для магистральных трубопроводов, на проектирование, производство и приемку работ по строительству, реконструкции, ремонту магистральных трубопроводов, а также другие документы, внесенные в Реестр ТУ и ПМИ ОАО «АК «Транснефть».

околошовная зона: Участок основного металла трубы шириной, равной четырем номинальным толщинам стенки трубы в каждую сторону от линии перехода сварного шва к основному металлу.

остаточная толщина стенки трубы: Минимальное значение толщины стенки трубы в точке, для которой определено наибольшее значение глубины дефекта.

патрубок: Присоединенный трубный элемент, служащий для подключения трубопроводов и арматуры.

полумуфта: Элемент узла врезки или ремонтной конструкции, представляющий половину полого цилиндра, рассеченного плоскостью, проходящей через его ось.

полумуфта с отверстием: Элемент ремонтной конструкции, представляющий половину полого цилиндра, рассеченного плоскостью, проходящей через его ось, с отверстием под патрубок ответвления.

потеря металла (коррозионная): Локальное уменьшение толщины стенки трубы в результате коррозионного повреждения.

продольный сварной шов: Стыковой шов, предназначенный для соединения двух частей ремонтной конструкции или заводской шов электросварной трубы.

разнотолщинность: Наличие в сварном соединении труб с разницей по толщине более 2 мм.

расслоение: Внутреннее нарушение сплошности металла трубы в продольном и поперечном направлении, разделяющее металл стенки трубы на слои технологического происхождения.

расслоение с выходом на поверхность: Расслоение, выходящее на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы.

ремонтная конструкция: Конструкция, установленная на трубопроводе для ремонта дефектов.

риска: Механическое повреждение стенки трубы (риска, царапина, задир, продир) в виде углубления с уменьшением толщины стенки трубы, образованное перемещающимся по поверхности трубы твердым телом.

сварное присоединение: Металлический элемент, приваренный к трубопроводу.

сварной шов: Участок сварного соединения, образовавшийся в результате кристаллизации расплавленного металла или в результате пластической деформации при сварке давлением или сочетания кристаллизации и деформации.

секция: Участок трубы между двумя ближайшими поперечными сварными стыками.

сертификат соответствия: Документ, удостоверяющий соответствие объекта сертификации требованиям технических регламентов, положениям стандартов или условиям договоров.

смещение кромок: Несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных труб (для поперечного сварного шва) и листов (для спиральных и продольных швов) в стыковых сварных соединениях.

стык: Неразъемное сварное соединение труб, трубы и соединительной детали или трубы и запорной арматуры.

стыковое соединение: Сварное соединение двух элементов, примыкающих друг к другу торцовыми поверхностями (сварка продольных швов полумуфт, сварка труб встык, составных муфт).

температура предварительного подогрева: Температура изделия, при которой допускается начинать сварку.

температура сопутствующего подогрева: Температура, до которой нагревают сварное соединение, если его температура опустилась ниже минимально допустимой межслойной температуры.

трещина: Дефект в виде разрыва (несплошности) металла, геометрия которого определяется двумя размерами (протяженность, глубина).

чопик: Стальная пробка для устранения сквозных отверстий, устанавливаемая с обваркой по контуру.

шлифовка: Метод ремонта, заключающийся в снятии слоя металла в зоне дефекта путем шлифования для восстановления плавной формы поверхности стенки трубы.

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие обозначения и сокращения:

ВИК – визуальный и измерительный контроль;

ВВ – взрывчатое вещество;

ВМ – взрывчатые материалы;

ВНП – выход на поверхность; с выходом на поверхность;

ВСН – ведомственные строительные нормы;

ВТД – внутритрубная диагностика;

ГРК – герметизатор резино-кордовый;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

ДАО – дочернее акционерное общество;

ИТР – инженерно-технические работники;

КМТ – композитно-муфтовые технологии;

МН – магистральный нефтепровод;

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция;

НД – нормативный документ;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОАО «АК «Транснефть» – открытое акционерное общество «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть»;

ОАО МН – открытое акционерное общество магистральные нефтепроводы;

ОКС – отдел капитального строительства;

ОСТ – организации системы «Транснефть»;

ОШЗ – омолощивная зона;

ОЭН – отдел эксплуатации нефтепроводов;

ПВК – капиллярный контроль;

ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода;

ППР – проект производства работ;

ПСБ – проектно-сметное бюро;

ПСД – проектно-сметная документация;

РД – руководящий документ;

Реестр ТУ и ПМИ - Реестр технических условий, программ и методик
приемо-сдаточных испытаний на продукцию закупаемую группой компаний
ОАО «АК «Транснефть»;

РК – радиографический контроль;

РНУ – районное нефтепроводное управление;

РТН – Ростехнадзор;

СНиП – строительные нормы и правила;

СОД – средства очистки и диагностики;

ТОК – типовая операционная карта;

ТУ – технические условия;

УЗК – ультразвуковой контроль;

УЗО – устройство защитного отключения;

УКС – управление капитального строительства;

ЦЗ – центратор звенный;

ЦЗН – центратор звенный наружный;

ЦРС – центральная ремонтная служба;

Оглавление

Введение	24
1. Организация выборочного ремонта магистральных нефтепроводов	
1.1 Формирование плана устранения дефектов	25
1.2 Порядок выполнения работ по устранению дефектов	30
1.3 Порядок сдачи и приемки работ по устранению дефектов	34
2. Виды дефектов труб магистральных нефтепроводов на линейной части	36
3. Выборочный ремонт	41
3.1 Выборочный ремонт магистральных нефтепроводов методом установки ремонтных конструкций	42
3.2 Требования к материалам ремонтных конструкций для ремонта магистральных нефтепроводов с давлением до 6,3 МПа	44
3.3 Типы ремонтных конструкций для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений	45
4. Сборка ремонтных конструкций	
4.1 Сборка обжимных и галтельных металлических муфт	51
4.2 Сборка композитных муфт	54
5. Сварочно-монтажные работы на действующих нефтепроводах	
5.1 Требования к сварным соединениям ремонтных конструкций	57
5.2 Требования к сварочным материалам	57
5.3 Требования к сварочному оборудованию	59
5.4 Требования по температурным режимам сварки муфт	60
5.5 Сварка ремонтных конструкций(муфт)	60
6. Неразрушающий контроль качества при ремонтных работах на магистральных нефтепроводах	
6.1 Методы и объёмы неразрушающего контроля	73
6.2 Неразрушающий контроль сварных соединений	75
7. Земляные работы при проведении выборочного ремонта	
7.1 Технология и организации земельных работ при ремонте	78

7.2 Расчет характеристик ремонтного котлована и объема земляных работ	84
8. Восстановление изоляционного покрытия ремонтируемого участка	87
9. Расчетная часть	
9.1 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость	92
9.2 Гидравлический расчет нефтепровода	101
9.3 Выбор ремонтной конструкции	103
9.4 Расчет необходимости снижения технологических параметров перекачки	104
10. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	110
11. Социальная ответственность	120
Заключение	137
Список используемых источников	138

Введение

Развитие экономики России невозможно без обеспечения отечественной нефтеперерабатывающей промышленности нефтью для производства нефтепродуктов и сырья для нефтехимической промышленности, без экспорта нефти. Наиболее дешевым и высоконадежным видом транспорта нефти являются магистральные нефтепроводы. С разработкой нефтяных месторождений Восточной Сибири и Крайнего Севера, началом освоения шельфа и морских месторождений происходит дальнейшее удаление мест переработки от районов добычи и рост затрат на транспортировку углеводородов. В этих условиях трубопроводный транспорт становится важнейшим элементом топливно-энергетического комплекса страны, обеспечивающим снижение издержек и повышение прибыльности добычи нефти для нефтегазодобывающих компаний. Для надежного снабжения государства нефтью необходимо, чтобы средства транспорта и хранения соответствовали уровню добычи и переработки, экспортным потребностям и перспективам развития. Протяженность магистральных нефтепроводов составляет 48,6 тыс. км, а нефтепродуктопроводов - 19,3 тыс. км. По системе магистральных нефтепроводов транспортируется 93 % добываемой нефти.

					Определение метода ремонта и выбор технологии выборочного ремонта магистральных нефтепроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Введение	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разработ.</i>	<i>Елизаров</i>						24	139
<i>Реквизит</i>	<i>Назаров Д Л</i>							
<i>Зав. каф.</i>	<i>Влащенко</i>							
						ТПУ гр.3-2Б21Т		

1. Организация выборочного ремонта магистральных нефтепроводов

1.1 Формирование плана устранения дефектов, разработка и согласование задания на проектирование, разработка проектно-сметной документации

В план устранения дефектов на секциях выборочным ремонтом на планируемый год включаются выявленные по результатам диагностики дефекты, подлежащие устранению в планируемом году с разбивкой по месяцам с учетом предельного срока, указанного в отчете по диагностике, имеющие ПСД, прошедшую экспертизу и принятую «в производство работ» с указанием их номеров и методов ремонта.

После проведения плановой внутритрубной диагностики был обнаружен дефект потери металла на внешней поверхности трубы. К дефектам такого типа применим выборочный ремонт.

Выборочный ремонт дефектов на секциях: установка ремонтных конструкций, установка муфт по КМТ, шлифовка, заварка дефектов, монтаж катушек, секций труб, ликвидация недопустимых конструктивных деталей и приварных элементов (заплаты вварные и накладные, недопустимые ремонтные конструкции, временные ремонтные конструкции, ненормативные вантузы, приварные металлические пробки, «чопики») – далее по тексту «дефекты», выполняется подрядными организациями по договорам с ОАО МН.

Сроки устранения дефектов трубопроводов линейной части МН, ППМН:

- дефекты на трубопроводах линейной части и подводных переходах МН должны быть устранены до окончания предельного срока эксплуатации дефекта, указанного в отчетах по диагностике;
- дефекты, ограничивающие проектное рабочее давление, снижающие пропускную способность нефтепровода, должны быть устранены в течение не

					Определение метода ремонта и выбор технологии выборочного ремонта магистральных нефтепроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>	Организация выборочного ремонта магистральных нефтепроводов	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разработа</i>		<i>Елизаров</i>						
<i>Руководит</i>		<i>Назаров А Л</i>					25	139
<i>Зав. каф</i>		<i>Вулацанко</i>						
						ТПУ гр. 3-2Б21Т		

- более 3-х суток с момента получения технического отчета по диагностике;
- дефекты с предельным сроком эксплуатации до 3,5 месяцев на переходах через водные преграды, находящихся в эксплуатации и не имеющих резервных ниток, должны устраняться подрядными организациями, выбранными на без конкурсной основе;
 - дефекты с предельным сроком эксплуатации от 3,5 до 7 месяцев на переходах через водные преграды, находящихся в эксплуатации и не имеющих резервных ниток, должны устраняться подрядными организациями, выбранными с соблюдением процедуры подрядных торгов (конкурсов).

Устранение дефектов, ограничивающих проектное рабочее давление, снижающих пропускную способность нефтепровода выполняется в срок не более 3-х суток собственными силами ОАО МН с разработкой до начала работ Проекта производства работ (ППР).

Разработка ПСД на устранение дефектов на линейной части, переходах через водные преграды имеющих резервные нитки и дефектов с предельным сроком эксплуатации более 7 месяцев на переходах через водные преграды, находящихся в эксплуатации и не имеющих резервных ниток, выполняется согласно требованиям ОР-03-100-50-160-07. Разработка ПСД на устранение дефектов с предельным сроком эксплуатации до 7 месяцев на переходах через водные преграды, находящихся в эксплуатации и не имеющих резервных ниток, производится в соответствии с «Регламентом разработки и согласования проектов на выборочный ремонт дефектов на подводных переходах магистральных нефтепроводов на основе типовых проектных решений».

При невозможности устранения дефекта вырезкой до завершения предельного срока эксплуатации, его ремонт на ограниченный срок осуществляется методом, определенным п.6.2.3. РД-23.040.00-КТН-090-07 «Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов», с письменного согласования ОАО «АК «Транснефть».

					Формирование плана устранения дефектов, разработка и согласование задания на проектирование, разработка проектно-сметной документации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		26

План устранения дефектов на секциях разрабатывается ОАО МН на год, с разбивкой по месяцам в сроки. План должен содержать перечень секций и дефектов, запланированных к устранению выборочным ремонтом. План утверждается главным инженером ОАО МН.

В плане ликвидации повреждений выборочным ремонтом на год показывается:

- название участка нефтепровода;
- километраж участка нефтепровода, на котором найден дефект;
- параметры местности и категории грунтов;
- параметры : номер повреждения, параметры повреждения с указанием его размеров;
- ремонт секций методами на основании разработанной ПСД;
- планируемый месяц ликвидации, предельная дата устранения дефектов, заданный в отчете по диагностике;
- стоимость устранения дефекта или группы дефектов по ПСД;
- декада устранения дефекта;
- дата и продолжительность работы нефтепровода пониженным режимом или прекращении перекачки;
- прикрепление дефекта по местоположению: расположение дефекта на переходах через автодороги и железные дороги (под полотном, в кожухе до подошвы насыпи), воздушных переходах, переходах через водные преграды (в водоохранной зоне, в пойменной, русловой части), на линейной части МН.

ОАО МН в срок от 30 до 45 дней, в зависимости от количества дефектов (до 50 шт. – 30 дней, от 51 до 100 шт. – 35 дней, от 101 и более – 45 дней), со дня получения технического отчета по диагностике выполняет привязку дефектов по месту их расположения.

В акте указывается расстояние от ближайших маркеров (задвижек, вантузов, километровых знаков, маркеров ВТД) до места расположения дефектной секции по оси нефтепровода. Акт подписывается начальником отдела эксплуатации РНУ, начальником НПС, начальником ЛЭС, утверждается

					Формирование плана устранения дефектов, разработка и согласование задания на проектирование, разработка проектно-сметной документации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		27

главным инженером РНУ и в течение одного дня после оформления представляется в ОАО МН. В плане устранения указывается фактическое расположение дефектов на основании акта привязки.

При планировании устранения дефектов ОАО МН должно группировать дефекты по участкам нефтепроводов между НПС и срокам их устранения в планируемом году. В группу должны входить дефекты, расположенные и на участке нефтепровода или нескольких нефтепроводов линейной части, проходящих в одном техническом коридоре на расстоянии между двумя НПС.

Главный инженер ОАО МН на основании годового плана ОАО МН по устранению дефектов утверждает для каждого РНУ план на год, с разбивкой по месяцам. Главный инженер РНУ в течение 3 суток с момента получения плана от ОАО МН должен утвердить план устранения дефектов на год, с разбивкой по месяцам для ЛПДС(НПС), ЦРС на участках которых должны устраняться дефекты и направить их в указанные подразделения.

Методы устранения дефектов на секциях выборочным ремонтом должны быть указаны в плане согласно проектно – сметной документации.

Дополнительный дефектоскопический контроль дефектов при производстве работ по их устранению производится с целью идентификации дефекта, проверки соответствия параметров дефекта, определения наличия дополнительных дефектов и уточнения метода ремонта.

Требования к разработке и согласованию задания на проектирование на устранение дефектов линейной части МН.

Основанием для подготовки исходных данных и оформления заданий на проектирование является утвержденный ОАО «АК «Транснефть» План ПИР.

При разработке и согласовании задания на проектирование на устранение дефектов должны выполняться следующие требования:

- задание на проектирование по устранению дефектов на линейной части МН должно быть оформлено ОАО МН в соответствии с типовой формой задания на проектирование и приложениями к нему РД-23.020.00-КТН-156-06 и РД-16.01-74.20.13-КТН-073-1-05

					Формирование плана устранения дефектов, разработка и согласование задания на проектирование, разработка проектно-сметной документации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		28

- метод ремонта дефекта в задании на проектирование для проектной организации указывается в сертификате на секцию и представляется ОАО МН на основании данных технического отчета по диагностике в соответствии с РД 23.040.00-КТН-090-07.

- максимальный срок от получения технического отчета по диагностике, (для) разработки ПСД, проведения процедуры конкурсных торгов, до начала работ по устранению дефектов с предельным сроком эксплуатации на ППМН более 7 месяцев и менее 2-х лет и на линейной части менее 2-х лет не должен превышать 137 – 157 дней, в зависимости от количества дефектов;

- на отдельные дефекты, срок устранения которых по техническим отчетам менее указанных значений 137 – 157 дней, в техническом задании на проектирование указываются сроки разработки ПСД с учетом необходимости устранения дефекта до наступления предельного срока эксплуатации участка с дефектом;

- к заданию на проектирование прилагаются материалы инженерно-геодезических изысканий, срок давности которых не должен превышать сроков, указанных в п. 2.5.3. РД-153-39.4Р-128-2002 «Инженерные изыскания для строительства магистральных нефтепроводов». Инженерно-геодезические изыскания должны отвечать следующим требованиям:

- материалы топографических съемок в М 1:10 000 трассы нефтепроводов по участкам расположения дефектов на ширину технического коридора коммуникаций и вдольтрассовых существующих и временных проездов;

- материалы топографических съемок в М 1:500 (для дефектов, расположенных в местах поворота нефтепровода, на пересечениях нефтепровода с подземными инженерными коммуникациями, на расстоянии менее 25 метров от подошвы пересекаемых железных дорог и категорированных автодорог);

- обзорные карты района производства работ масштаба не менее М 1:200 000;

- сведения по категориям и типам грунтов, уровню грунтовых вод;

					Формирование плана устранения дефектов, разработка и согласование задания на проектирование, разработка проектно-сметной документации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		29

- при отсутствии материалов инженерных изысканий у Заказчика, в задании на проектирование указывается требование о проведении изысканий в необходимом для проектирования объеме, при этом сроки разработки ПСД в задании на проектирование увеличиваются на 30 дней.

1.2 Порядок выполнения работ по устранению дефектов на нефтепроводах

При проведении работ по устранению дефектов выборочным ремонтом собственными силами (ЦРС), силами подрядных организаций ОАО МН обеспечивает:

- проведение отвода земли и разрешительных документов на осуществление работ в охранной зоне, получение технических условий и согласование ведения земляных работ с собственниками коммуникаций, присутствующий в одном техническом коридоре или пересекающихся с МН (за 29 дней до начала работ);

- установку указательных знаков на месте расположения дефекта. Обозначение с установкой указательных знаков через каждые 10 м всех подземных коммуникаций на ровных участках, у всех точек поворота от прямой линии трассы более чем на 0,5м, на всех поворотах трассы, и трассы нефтепровода на расстояние по 30м от дефекта в каждую сторону вдоль оси коммуникаций;

- снижение давления до требуемой величины на участке производства работ (при необходимости), предусмотренное «Планом остановок и работы нефтепроводов со снижением режимов на месяц»;

- определение маршрутов движения техники в охранной зоне нефтепровода и мест переездов техники через действующий нефтепровод;

- схему организации связи с местом производства работ;

- согласование ППР;

- проведение вводного инструктажа по охране труда, пожарной безопасности персонала подрядной организации и представителя технадзора с оформлением в «Журнале регистрации вводного инструктажа».

					Порядок выполнения работ по устранению дефектов согласование задания на проектирование, разработка проектно-сметной документации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		30

- направление письменной информации от главного инженера РНУ за два дня до начала производства работ в ОАО МН о готовности участка трубопровода к производству работ, с указанием перечня выданных подрядной организации допускных и разрешительных документов;

- оформление разрешения на производство работ в охранной зоне магистрального нефтепровода;

- в приказе по РНУ должны быть назначены ответственные за обеспечение контроля по безопасному производству работ по выборочному ремонту дефектов при устранении дефектов силами подрядных организаций или ответственные за безопасное производство работ при устранении дефектов собственными силами и указаны участки МН, закрепленные за каждым ответственным;

- наряды-допуски на выполнение газоопасных, огневых и других работ повышенной опасности должны оформляться отдельно на каждый дефект с указанием его номера или на группу дефектов, расположенных в одном ремонтном котловане;

- передачу подрядчику давальческих материалов для устранения дефектов в срок не менее чем за 2 дня до начала работ по устранению дефекта;

- проведение ДДК дефекта и передачу его результатов подрядчику в течение 3-х часов после вскрытия дефекта и обозначение границ дефекта подлежащего ремонту несмываемой краской;

- проведение технического надзора специализированной организацией за выполнением работ по устранению дефектов;

- контроль качества и объемов ремонтных работ, выполняемых подрядной организацией;

- допуск при наличии оформленных разрешительных документов к производству земляных и ремонтных работ в охранной зоне магистрального нефтепровода;

- допуск к производству сварочных работ при наличии документации по сварке допускных стыков и аттестации технологии сварки;

					Порядок выполнения работ по устранению дефектов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		31

- контроль за соблюдением требований по безопасному производству работ, охране труда, промышленной и пожарной безопасности, охране окружающей среды.

В случае невозможности обеспечения работы нефтепровода сниженным режимом, предусмотренного «Планом остановок и работы нефтепроводов со снижением режимов на месяц», для устранения дефектов, ОАО МН не позднее чем за 5 дней до начала планируемых работ уведомляет подрядную организацию и согласовывает с ними устранение других дефектов, предусмотренных планом устранения и договором (контрактом).

Выполнение подготовительных работ и готовность участка к производству ремонтных работ оформляется в соответствии с требованиями «Регламента организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов» ОАО МН и подрядной организацией актами на закрепление трассы и передачи участка для выполнения ремонтных работ.

К акту передачи прилагается:

- ситуационный план (схема) трассы или участка территории;
- ведомость глубины заложения действующего нефтепровода, его сооружений и границы ремонтируемого объекта;
- ведомость установленной арматуры и оборудования;
- технологическая схема участка с указанием номеров дефектов и их привязкой к участку МН, сварных присоединений в месте производства работ на расстояние по 20 м в обе стороны от границ дефекта;
- ведомость пересечений участка нефтепровода и технические условия от владельцев коммуникаций, находящихся в зоне производства работ;
- проект производства работ (должен разрабатываться для устранения на группу дефектов с техническим решением по каждому дефекту и указанием его номера).

В срок не позднее 10 рабочих дней до начала работ подрядная организация должна согласовать с главным инженером РНУ проект

					Порядок выполнения работ по устранению дефектов	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

производства работ на устранение дефектов, при производстве работ собственными силами (ЦРС) ППР утверждается главным инженером РНУ.

До начала ремонтных работ подрядная организация выполняет оборудование переездов через действующий нефтепровод, вдольтрассовых проездов.

Подрядная организация, ЦРС обеспечивает соблюдение предоставленных ОАО МН маршрутов движения техники в охранной зоне нефтепровода и несет ответственность за сохранность нефтепровода с проходящими коммуникациями сторонних организаций (кабелей связи) при производстве работ.

В случае возникновения форс-мажорных или иных обстоятельств, которые приводят к невыполнению плана устранения дефектов в текущем месяце силами подрядных организаций, ОАО МН должно обеспечить устранение запланированного количества дефектов на месяц с привлечением собственных сил (ЦРС).

При этом ОАО МН корректирует план устранения дефектов и переоформляет поручение агенту на устранение дефектов выборочным ремонтом с учетом изменения их количества, устраняемых силами подрядных организаций.

ОАО МН заключает с подрядной организацией дополнительное соглашение об исключении из договора (контракта) количества дефектов, отремонтированных собственными силами ОАО МН.

При устранении дефектов, ограничивающих проектное рабочее давление, снижающих пропускную способность нефтепровода работы должны выполняться собственными силами ОАО МН в соответствии с планом-графиком. При устранении данных дефектов ЦРС обеспечивает качество и безопасность работ в соответствии с утвержденным главным инженером ОАО МН Проектом производства работ.

По факту устранения дефектов собственными силами ОАО МН оформляет акт приемки выполненных работ, справку о стоимости

					Порядок выполнения работ по устранению дефектов	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

выполненных работ и затрат и акт приемки в эксплуатацию законченного капремонтом объекта по и исполнительную документацию.

Вскрытие нефтепровода и ремонт дефектов подрядная организация производит только в присутствии представителей организации по независимому техническому надзору и представителя ЛЭС, назначенного приказом ответственным по надзору за производством работ в охранной зоне МН.

Подрядная организация, ЦРС обеспечивает качество и безопасность выполнения работ в соответствии с утвержденным проектом производства работ и требованиями нормативных документов.

Подрядная организация, ЦРС не может начать работы по устранению дефектов выборочным ремонтом без оформления разрешения технического надзора. В обязанности организации по независимому техническому надзору входит приемка технологических этапов работ с оформлением соответствующих разрешений на выполнение последующего этапа работ.

Подрядная организация, ЦРС обеспечивает своевременное и качественное формирование исполнительной документации и ее передачу в ОАО МН в течение 5-и дней после выполнения работ. [6]

1.3 Порядок сдачи и приемки работ по устранению дефектов

Исполнительная документация на устраненные выборочным ремонтом дефекты собственными силами (ЦРС) и подрядными организациями оформляется в соответствии с требованиями РД «Положение о формировании приемо-сдаточной документации на объектах ОАО «АК «Транснефть». В состав исполнительной документации на устранение дефектов должны быть включены:

- акты на заварку технологических отверстий на ремонтных конструкциях;
- протоколы аттестации ИТР подрядчика, ответственных за проведение работ на объекте, в области промышленной безопасности с участием инспектора РТН России.

					Порядок сдачи и приемки работ по устранению дефектов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		34

- копии протоколов аттестации и аттестационных удостоверений специалистов сварочного производства;
- приказ эксплуатирующей организации о назначении ответственного лица по надзору за производством работ в охранной зоне МН;
- документы об отводе земельных участков;
- акт передачи участка;
- акт на закрепление трассы;
- акт-допуск для производства строительно-монтажных работ;
- ордер на право производства работ в охранной зоне инженерных коммуникаций;
- разрешение на право производства работ в охранной зоне.

В день устранения дефекта на месте производства работ подрядная организация, ЦРС должны оформить и представить в РНУ акт об устранении дефекта, группы дефектов, акт на фактически выполненные объемы работ, подписанные представителем подрядной организации, представителем эксплуатирующей организации, технического надзора.

Представленные акты об устранении дефектов и акты на фактически выполненные объемы работ утверждает главный инженер РНУ в 1-но дневный срок после устранения дефекта, группы дефектов. Подрядная организация, ЦРС утвержденные акты представляет в ОКС РНУ (оригиналы) и ОЭН РНУ (копии). Утвержденные акты на фактически выполненные объемы работ ОКС РНУ направляет в УКС ОАО МН. По утвержденным актам на фактически выполненные объемы работ ОАО МН оформляет акты приёмки работ по форме КС-2.

После выполнения работ по ремонту дефектов подрядная организация, ЦРС течение 5-и дней передает ОАО МН (РНУ) исполнительную документацию по устранению дефектов с приложением справки от организации по независимому техническому надзору об отсутствии замечаний.

Датой завершения работ и приемки объекта в эксплуатацию считается дата оформления акта установленной формы.[6]

					Порядок сдачи и приемки работ по устранению дефектов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		35

2. Виды дефектов труб магистральных нефтепроводов на линейной части

Дефекты магистральных нефтепроводов на линейной части подразделяются по виду:

- дефекты трубы;
- дефекты покрытий изоляции;
- дефекты, связанные с преобразованием проектного положения трубопровода, его деформаций и напряженного состояния.

В качестве критерия опасности дефекта приняты нормы деформационного давления на уровне испытательного давления и геометрические параметры.[1]

Согласно действующей НТД все дефекты трубы делятся на следующие группы: дефекты геометрии трубы, дефекты стенки трубы, дефекты сварного шва, комбинированные дефекты; недопустимые конструктивные элементы.

Дефекты геометрии трубы – дефекты, связанные с изменением формы трубы. К ним относятся: вмятина, гофр, сужение.

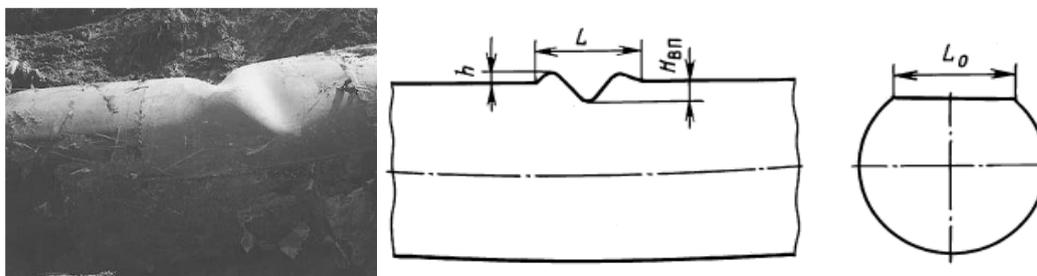


Рис. 2.1. Гофр на теле трубы: L, L_0 – длина гофра вдоль образующей и по телу трубы; $H_{вп}$ – глубь впадины гофра; h – высшая точка гофра

К повреждениям стенки трубы относят: потеря металла, убывание толщины стенки, механическое повреждение, расслоение, расслоение с появлением на поверхности трубы, расслоение около сварного шва, трещина, похожий на трещину коррозионно-механический дефект.

					Определение метода ремонта и выбор технологии выборочного ремонта магистральных нефтепроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>	Виды дефектов труб линейной части магистральных нефтепроводов	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разработа</i>	<i>Елизаров</i>						36	139
<i>Руководит</i>	<i>Назаров Д Л</i>					ТПУ гр. 3-2521Т		
<i>Зав каф</i>	<i>Рудаченко</i>							

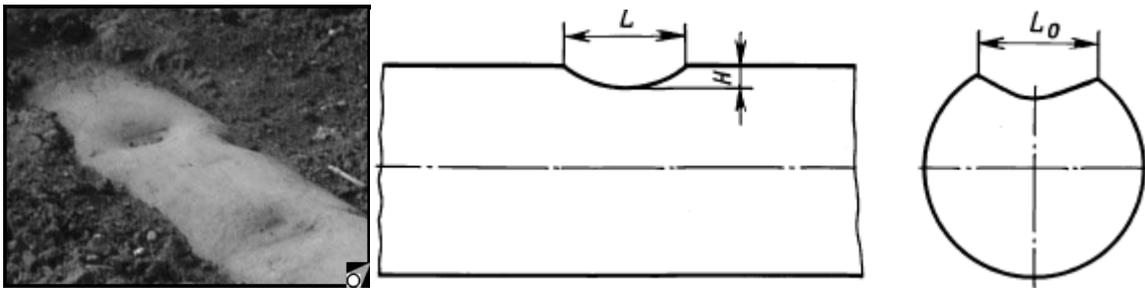


Рис. 2.2. Вмятина на поверхности трубы: L, L_0 – размер вмятины соответственно вдоль образующей и по окружности трубы; H – глубь вмятины

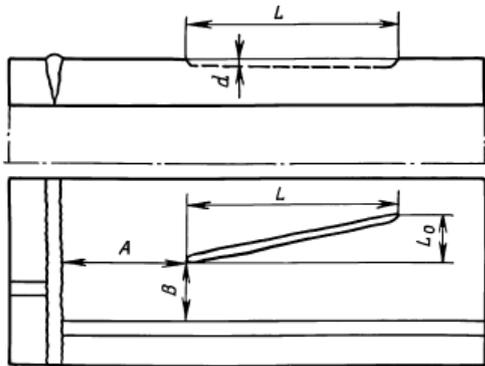


Рис.2.3. Трещина в стенку трубы: L, L_0 – размер трещины соответственно вдоль образующей и по окружности трубы; d – глубина трещины; A, B – расстояние границы трещины соответственно от поперечного и продольного сварного шва

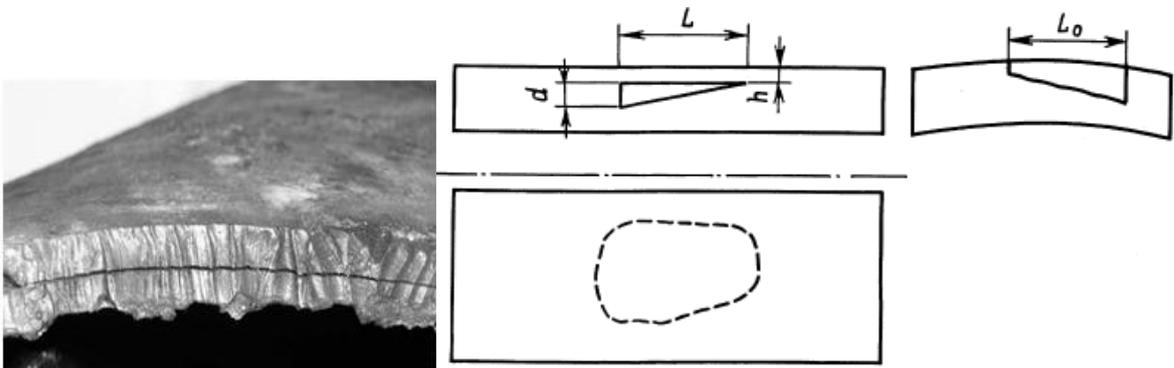


Рис. 2.4. Расслоение металла стенки трубы нефтепровода без выхода на её поверхность: L, L_0 – размер расслоения соответственно вдоль образующей и по окружности трубы; d – глубина расслоения; h – глубина залегания расслоения от внешней поверхности стенки трубы

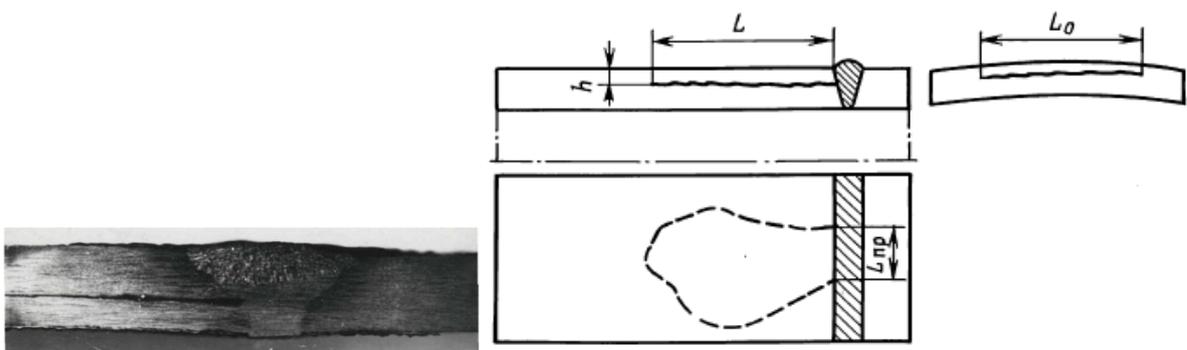


Рис. 2.5. Расслоение металла стенки трубы в околошовной зоне: L, L_0 – размер расслоения соответственно вдоль образующей и по окружности трубы; $L_{кр}$ – длина примыкания расслоения к сварному шву; h – глубина залегания расслоения от внешней поверхности стенки трубы

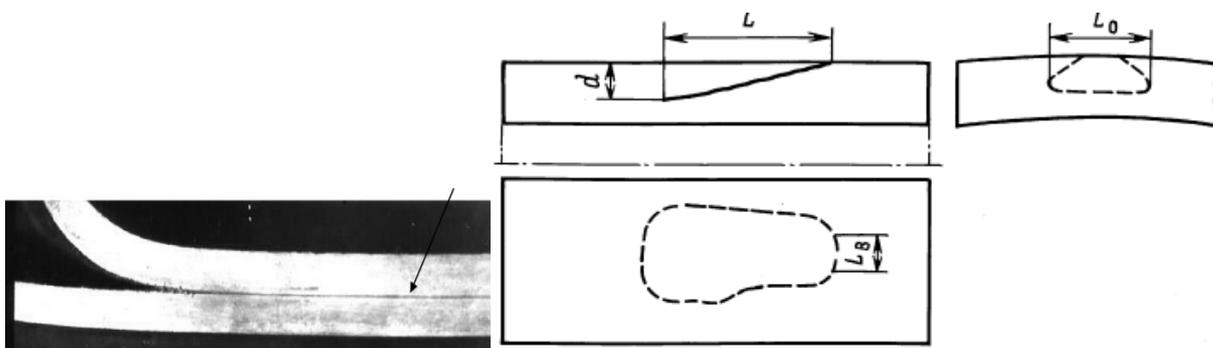


Рис. 2.6. Расслоение металла стенки трубы с выходом на поверхность:

L, L_0 – размер расслоения соответственно вдоль образующей и по окружности трубы;
 $L_в$ – протяженность границы выхода расслоения металла на поверхность трубы; d – максимальная глубина расслоения

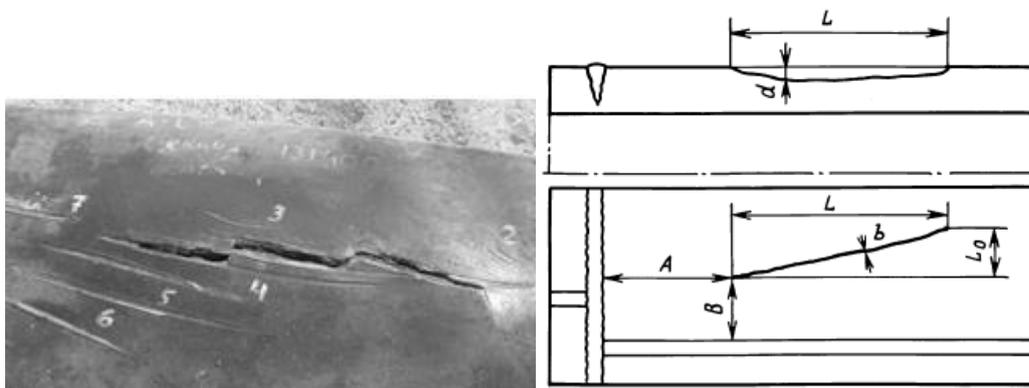


Рис. 2.7. Риска, царапина на стенке трубопровода: L, L_0 - размер расслоения соответственно вдоль образующей и по окружности трубы; d - максимальная глубина риски, царапины; b - ширина дефекта; A, B - расстояние границы трещины соответственно от поперечного и продольного сварного шва

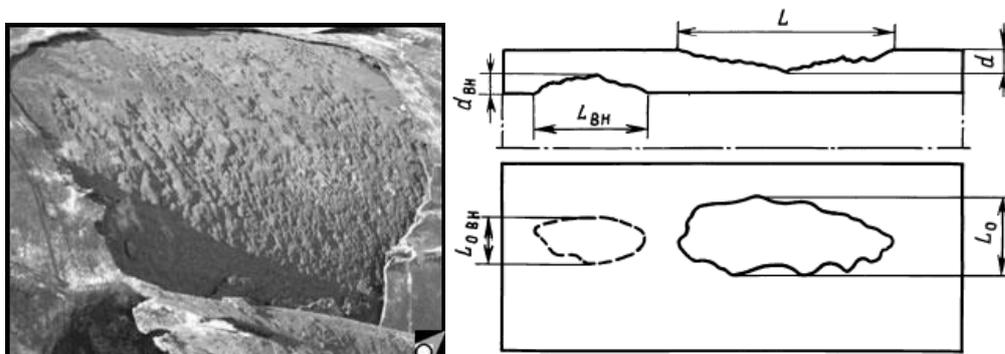


Рис. 2.8. Коррозионные дефекты на внешней и внутренней поверхности стенки трубы нефтепровода: L, L_0 – размер коррозионного дефекта на внешней поверхности трубы соответственно вдоль образующей и по окружности трубы; $L_{вн}, L_{вн0}$ – размер коррозионного дефекта на внешней поверхности трубы соответственно вдоль образующей и по окружности трубы; $d, d_{вн}$ – максимальная глубина дефекта соответственно на внешней и внутренней поверхности трубы

К дефектам сварного соединения или шва, относятся повреждения в самом сварном шве или в зоне около шва. Типы и размеры дефектов сварных соединений регламентируются специальными нормативными документами.

К дефектам сварного шва относятся:

Непровар, трещина – повреждения в виде не сплошного металла на сварном шве, которые по данным ВИП распознаются как «несплошность плоскостного типа» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

Смещение кромок – отклонение уровней расположения наружных и внутренних плоскостей стенок сваренных или свариваемых труб (для поперечного сварного шва) или листов (для спиральных и продольных швов) в стыковых сварных соединениях, которое по информации полученной из ВИП определяются как «смещение» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

Косой стык – сваренное соединение трубы с трубой в стык (с катушкой, с соединительной деталью), в котором оси труб размещены по отношению друг к другу, под углом.

Разная толщина (разнотолщинность) свариваемых труб с отношением толщин стенок более 1,5 является дефектом (за исключением стыков, выполненных по специальным техническим условиям, с соответствующей записью в журнале сварки в составе исполнительной документации).

Кольцевой сварной шов, имеющий всего один или более повреждений, является «дефектным сварным стыком». В базах данных, в которых есть сведения о дефектах, подлежат учету «дефектные сварные стыки» без написания в них количества повреждений.

К дефектам нефтепровода относятся:

- недопустимые детали соединения;
- недопустимые привариваемые элементы и конструктивные детали.

Детали заводского изготовления относят к категории недопустимых конструктивных деталей: отводы, тройники, переходники, заглушки.

К таким деталям относятся:

- а) заплатки накладные и вварные всех размеров и видов;
- б) ремонтные конструкции, не допустимые к использованию данным РД или НД, использованные на момент установки;

					Виды дефектов труб линейной части	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

в) вантузы, отборы давления, механические сигнализаторы пропуска СОД, бобышки, «чопики», места приварки шунтирующих перемычек, соединение контрольно-измерительной аппаратуры, у которых вышел максимальный срок эксплуатации ;

г) кожухи, затрагиваемые стенки трубы;

д) сварные присоединения, не соответствующие НД.

Приварные элемента, обнаруженные ВИП и конструктивные детали, размеры которых на внутритрубную диагностику участка нефтепровода не указаны в техническом задании, вписываются в состав повреждений и подвергаются ДДК. По их результатам назначается класс деталей и максимальный срок их использования.

При выборочном ремонте и капитальном ремонте стенки трубы с заменой изоляции должен проводиться ДДК всех дефектов на участке ремонта.

Недопустимые конструктивные элементы – это элементы или соединительные детали, находящиеся не в соответствии требованиям действующих НТД: тройники, плоские заглушки и днища, сварные секторные отводы, переходники, вварные и накладные заплаты всех видов и размеров.

Комбинированными дефектами являются различные комбинации из дефектов, приведенных выше.

Выбор типа ремонтной конструкции проводится в зависимости от типа дефекта и его параметров по таблицам РД-23.040.00-КТН-090-07.

Результаты обследования трубопроводов внутритрубными дефектоскопами показывают, что на нефтепроводах относительная доля дефектных труб велика, и она заметно растет с увеличением срока эксплуатации нефтепроводов, данная зависимость отражена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 Зависимость количества дефектных труб от срока эксплуатации [5]

Срок эксплуатации нефтепровода	До 10 лет	10-20 лет	20-30 лет	свыше 30 лет
Количество дефектных труб, %	9-24	10-28	17-36	22-40

Повреждения, которые могут привести к разрушению в рабочих режимах, являются опасными. Степень опасности дефектов определяется расчетами.

Таблица 2.2 Распределение дефектов по типам на участке протяженностью 260 км нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»

Дефекты	штук	%
Гофр	1	2.44
Муфта В1	13	31.71
Дефектный сварной стык	21	51.22
Вмятина	1	2.44
Потеря металла	1	2.44
Расслоения	2	4.88
Вмятина с потерей металла	1	2.44
Риска на вмятине	1	2.44
Всего	41	100

3. Выборочный ремонт магистральных нефтепроводов

Выборочный ремонт может выполняться с остановкой перекачки и без остановки перекачки без подъема трубопровода с сохранением его положения в траншее согласно требованиям действующих нормативных документов для конкретного метода ремонта. [1]

Условно методы выборочного ремонта можно распределить на две объемные группы:

1) с вырезкой поврежденных мест (линейной арматуры, заменой «катушки», соединительных деталей, трубы). При этих операциях выполняют остановку перекачки по трубопроводу и производством достаточно сложного комплекса работ.

2) с ремонтом поврежденных мест (установка ремонтных конструкций, заварка, а также шлифовка дефектных мест). [2]

Ремонт выполняется при давлении в нефтепроводе не более 2,5 МПа при шлифовке, для остальных методов максимальное допустимое давление определяется расчетом в соответствии с РД-25.160.10-КТН-004-08, для композитных муфт давление в ремонтируемом нефтепроводе рассчитывается в

					Определение метода ремонта и выбор технологии выборочного ремонта магистральных нефтепроводов			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разработ</i>	<i>Елизаров</i>				Выборочный ремонт магистральных нефтепроводов	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руководит</i>	<i>Назаров А П</i>						41	139
<i>Зав каф</i>	<i>Рудаченко</i>					ТПУ гр. 3-2Б21Т		

соответствии с РД-75.180.00-КТН-165-06.

Технологические операции при выполнении выборочного ремонта без замены элементов нефтепровода производятся в следующей последовательности:

- уточнение расположения нефтепровода;
- уточнение местоположения границ ремонтируемого участка;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- вскрытие нефтепровода с разработкой траншеи ниже нижней образующей трубы и соединительных деталей;
- разработка грунта под нефтепроводом и соединительными деталями
- очистка нефтепровода, соединительных деталей от устарелого изоляционного покрытия;
- визуальный осмотр дефектного участка нефтепровода, соединенных деталей (при необходимости дополнительный контроль физическими методами);
- выполнение работ по ремонту дефектных мест;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- присыпка с подбивкой грунта под нефтепровод и соединительные детали, засыпка траншеи;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы. [2]

3.1 Выборочный ремонт магистральных нефтепроводов методом установки ремонтных конструкций

Выборочный ремонт магистральных нефтепроводов методом установки ремонтных конструкций может производиться двумя группами ремонтных конструкций:

- 1) Конструкции для ремонта магистральных нефтепроводов с давлением до 6,3 МПа (D_n от 159 до 1220 мм);
- 2) Конструкции для ремонта магистральных нефтепроводов с давлением до 10 МПа (D_n от 1067 до 1220 мм).

					Выборочный ремонт магистральных нефтепроводов методом установки ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		42

Первая группа конструкций применима для ремонта магистральных трубопроводов с остановкой и без остановки транспорта продукта со следующими техническими характеристиками:

- наружный диаметр трубопровода – от 159 до 1220 мм;
- толщина стенки трубы – от 5 до 18 мм;
- допустимое избыточное давление в трубопроводе определяется расчетом;
- температура перекачиваемого продукта на участке, подлежащему ремонту, с установкой ремонтных конструкций от минус 12 °С до плюс 60 °С;
- материал труб – углеродистая, низколегированная сталь класса прочности от К42 до К60. [7]

Вторая группа конструкций применима для магистральных трубопроводов с остановкой и без остановки транспорта продукта со следующими техническими характеристиками:

- наружный диаметр нефтепровода – 1067 и 1220 мм;
- толщина стенки трубы – от 11 до 29 мм;
- допустимое избыточное давление в трубопроводе определяется расчетом;
- сейсмичность районов эксплуатации нефтепроводов - до 10 баллов;
- температура перекачиваемого продукта на участке, подлежащему ремонту, с установкой ремонтных конструкций от минус 12 °С до плюс 60 °С;
- материал труб – низколегированная сталь класса прочности К60, изготовленная по технологии контролируемой прокатки. [8]

Установка ремонтных конструкций первой группы должна проводиться при давлениях (кроме композитных) и при скоростях движения продукта в трубопроводе, не превышающих значений, определенных в соответствии с приложением В РД-23.040.00-КТН-386-09. Для трубопроводов с толщиной стенки менее 7 мм допустимое избыточное давление не должно превышать расчетных допустимых значений и ограничивается 2,0 МПа. [7] Для композитных муфт давление в ремонтируемом нефтепроводе рассчитывается в соответствии с РД-75.180.00-КТН-165-06.

					Выборочный ремонт магистральных нефтепроводов методом установки ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		43

Установка ремонтных конструкций второй группы должна проводиться при давлениях и при скоростях движения продукта в трубопроводе, не превышающих значений, определенных в соответствии с таблицей 8.2 РД-75.180.00-КТН-193-08.

Обе группы ремонтных конструкций делятся на следующие типы:

- конструкций для ремонта труб и кольцевых сварных соединений;
- конструкций для ремонта ненормативных конструктивных деталей и приварных элементов.

В данной работе рассмотрено применение ремонтных конструкций для ремонта труб и кольцевых сварных соединений магистральных нефтепроводов с давлением до 6,3 МПа.

3.2 Требования к материалам ремонтных конструкций для ремонта магистральных нефтепроводов с давлением до 6,3 МПа

Муфты должны быть изготовлены из листового проката или прямошовных (бесшовных) труб, предназначенных для сооружения магистральных трубопроводов.

Для изготовления муфт для ремонта нефтепроводов давлением до 6,3 МПа применяются углеродистые, низколегированные стали марок 09Г2С, 09Г2С-У 13Г1С-У, 17Г1С-У, 10Г2ФБ или аналогичные им. Муфта должна быть изготовлена из стали аналогичного класса прочности, что и ремонтируемая труба. При одинаковой прочности Толщина стенки муфты и металла трубы должна быть не менее толщины стенки ремонтируемой трубы. Допускается применение меньшей нормативной прочности металла муфты номинальная толщина ее стенки будет увеличена в соответствии с расчетом по СНиП 2.05.06-85* (п 8.22), при этом толщина стенки муфты не должна превышать толщину стенки трубы более чем на 20 % (допускается превышение 20 % при округлении величины толщины стенки муфты до ближайшего стандартного значения толщины листа).

Эквивалент углерода металла трубной стали для изготовления муфт не

					Требования к материалам ремонтных конструкций для ремонта магистральных нефтепроводов с давлением до 6,3 МПа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		44

должен превышать 0,46% ($C_3 < 0,46$).

Муфты должны быть изготовлены в заводских условиях в соответствии с ТУ, утвержденными и согласованными в установленном порядке с ОАО «АК «Транснефть». ТУ на изготовление ремонтных конструкций должны быть внесены в реестр ТУ и ПМИ ОАО «АК «Транснефть». Муфты должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты качества на применяемые материалы.

Применение муфт и других ремонтных конструкций, изготовленных в полевых условиях (в трассовых условиях) запрещено.

На каждое изделие составляется паспорт предприятия-изготовителя. В паспорте должны быть указаны технические условия характеристик (включая характеристики материала, применяемого при изготовлении конструкций).

В процессе изготовления ремонтных конструкций осуществляется технический надзор.

При поступлении с завода-изготовителя заказчику и перед установкой на ремонтируемый трубопровод все применяемые ремонтные конструкции подвергаются входному контролю. [7]

3.3 Типы ремонтных конструкций для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений

Муфта П1 – муфта изготавливаемая по композитно-муфтовой технологии (КМТ). Муфта предназначена для ремонта дефектов геометрии трубы, дефектов стенки трубы и дефектов сварных швов. Композитно-муфтовая ремонтная конструкция состоит из сваренной из двух половин стальной муфты, устанавливаемой на трубе симметрично по отношению к дефекту с кольцевым зазором от 6 до 40 мм. Большой допуск на величину кольцевого зазора позволяет ремонтировать трубопроводы с дефектами геометрии в поперечном сечении и изгибом продольной оси. Концы кольцевого зазора заполняются затвердевающим в течение часа герметиком. Образовавшийся объем между трубой и муфтой заполняется композитным составом, затвердевающим до требуемой прочности в течение 24 часов.

					Типы ремонтных конструкций для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		45

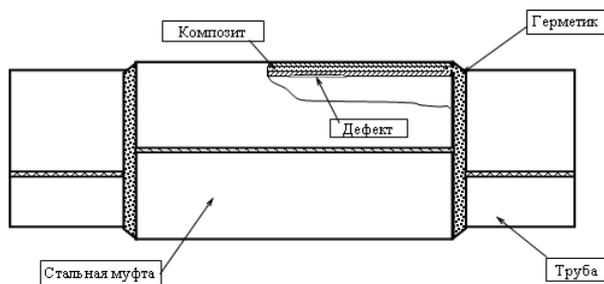


Рис.3.1. Муфта типа П1 композитно-муфтовой технологии (КМТ)

После установки муфты П1 должна быть приварена шунтирующая перемычка в соответствии с ОТГ-25.160.10-КТН-006-06. Подсоединение проводится с помощью термитной сварки.

Муфта П2 - обжимная приварная с технологическими кольцами устанавливается без зазора между муфтой и трубой. Муфта предназначена для ремонта дефектов стенки трубы и вмятин.

Муфта состоит из центрального кольца и двух технологических колец. Центральное кольцо состоит из двух полумуфт, а каждое технологическое кольцо – из двух полуколец.

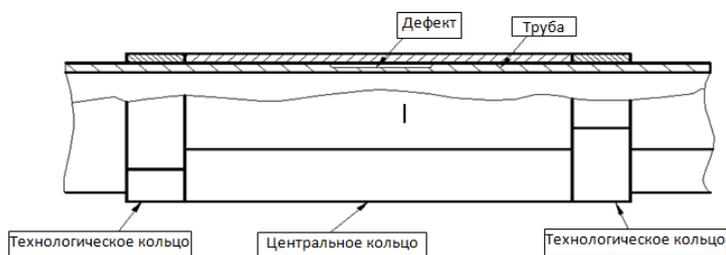


Рис.3.2. Муфта типа П2 обжимная приварная с технологическими кольцами

Муфта П3 - галтельная приварная предназначена для ремонта кольцевых сварных швов. Муфта состоит из центрального кольца с галтелью. Кольцо состоит из двух полумуфт. Галтель расположена в центральной части каждой полумуфты. Муфта приваривается к трубе угловыми швами.

Муфта П4 - галтельная с короткой полостью, приварная, предназначена для ремонта кольцевых сварных швов и чопиков с примыканием к поперечному шву. Муфта состоит из центрального кольца с полостью (длиной 100 мм) и двух технологических колец. Центральное кольцо состоит из двух полумуфт, технологические кольца – из двух полуколец.

На верхней полумуфте имеется два технологических отверстия: одно для заливки антикоррозионной жидкости, другое – для контроля уровня заполнения. Муфта после установки и сварки заполняется антикоррозионной жидкостью. После заливки жидкости отверстия закрываются винтовыми пробками и обвариваются.

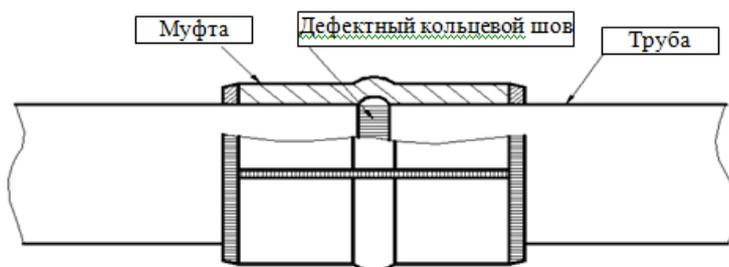


Рис.3.3. Муфта типа ПЗ галтельная для ремонта сварных кольцевых швов

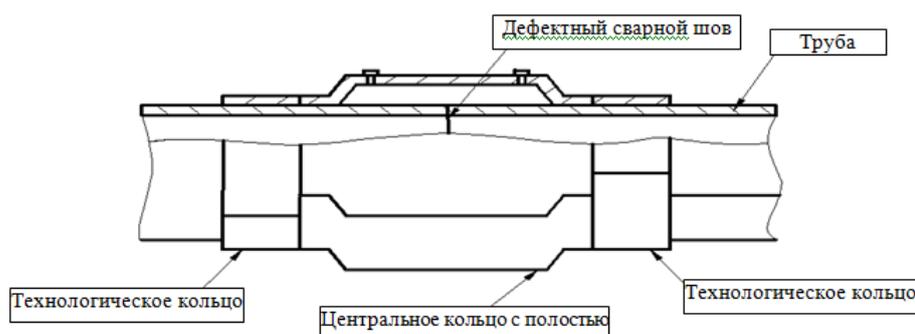


Рис.3.4. Муфта типа П4 галтельная с короткой полостью для ремонта сварных швов и чопиков с примыканием к поперечному шву с заполнением антикоррозионной жидкостью

Муфта П5 - сварная галтельная с технологическими кольцами, предназначена для ремонта кольцевых сварных швов. Муфта состоит из центрального кольца, двух боковых колец и двух технологических колец.

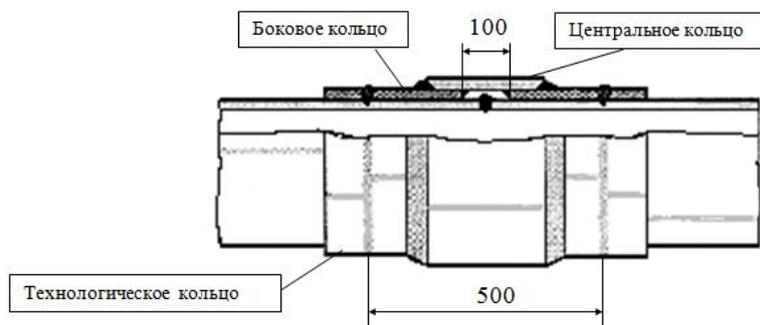


Рис.3.5. Муфта типа П5 сварная галтельная с технологическими кольцами для ремонта сварных кольцевых швов

Муфта П5У - удлиненная сварная галтельная с технологическими кольцами, предназначена для ремонта кольцевых сварных швов и дефектов стенки трубы, примыкающих к поперечному сварному шву и расположенных в зоне шириной до $(0,75D_H - 100 \text{ мм})$ в каждую сторону от поперечного сварного шва. Муфта состоит из центрального кольца, двух боковых колец и двух технологических колец.

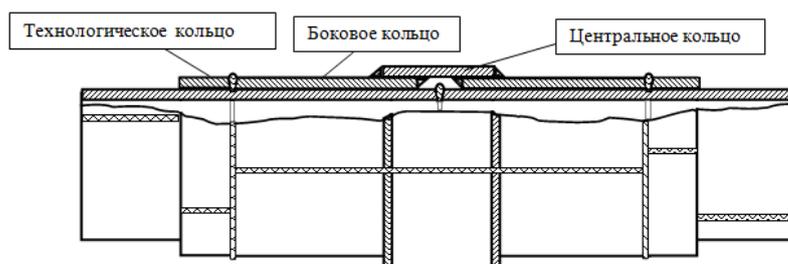


Рис.3.5. Удлиненная сварная галтельная муфта с технологическими кольцами П5У

Муфта П6 (П6ВД) - удлиненная галтельная, приварная с заполнением антикоррозионной жидкостью, предназначена для ремонта гофров. Муфта состоит из центрального кольца с галтелью и двух технологических колец.

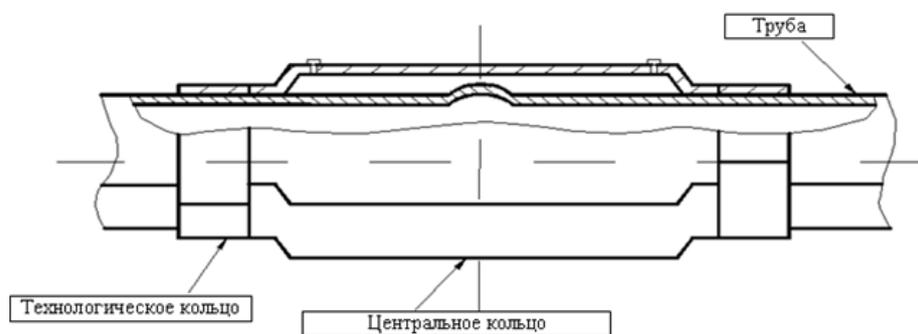


Рис.3.6. Муфта типа П6 удлиненная галтельная приварная с технологическими кольцами с заполнением антикоррозионной жидкостью для ремонта гофров

Центральное кольцо состоит из двух полумуфт, технологические кольца – из двух полуколец.

На верхней полумуфте центрального кольца имеется два технологических отверстия: одно – для заливки антикоррозионной жидкости, другое - для контроля уровня заполнения.

После установки и сварки муфты на трубопроводе, а также заливки жидкости отверстия завинчиваются винтовыми пробками и обвариваются ручной дуговой сваркой.

Муфта В1 – необходимая приварная муфта с технологическими кольцами и наполнением антикоррозионной жидкостью. Муфта состоит из центрального кольца, двух боковых колец и двух технологических колец. На верхней полумуфте центрального кольца имеется два технологических отверстия: одно – для заливки антикоррозионной жидкости, другое - для контроля уровня заполнения. После установки и сварки муфты на трубопроводе, а также заливки жидкости отверстия завинчиваются винтовыми пробками и обвариваются.

Муфта В2 - приварная муфта с коническими переходами и наполнением антикоррозионной жидкостью. Муфта состоит из центрального кольца, двух конических колец, двух боковых цилиндрических колец и двух технологических колец. На верхней полумуфте центрального кольца имеется два технологических отверстия: одно – для заливки антикоррозионной жидкости, другое - для контроля уровня заполнения. После установки и сварки муфты на трубопроводе, а также заливки жидкости отверстия завинчиваются винтовыми пробками и обвариваются.

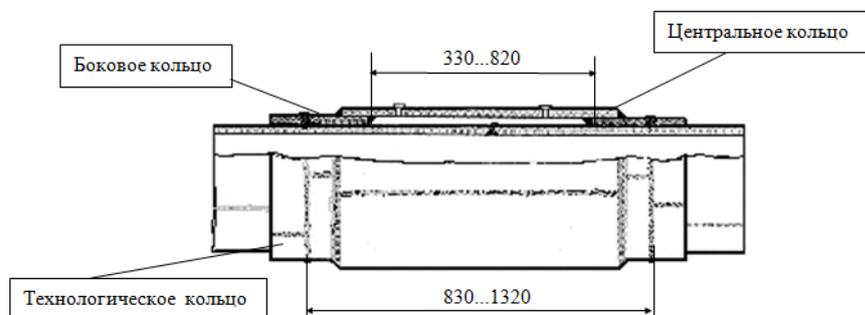


Рис.3.7. Муфта типа В1 приварная необходимая с технологическими кольцами и наполнением антикоррозионной жидкостью для временной установки

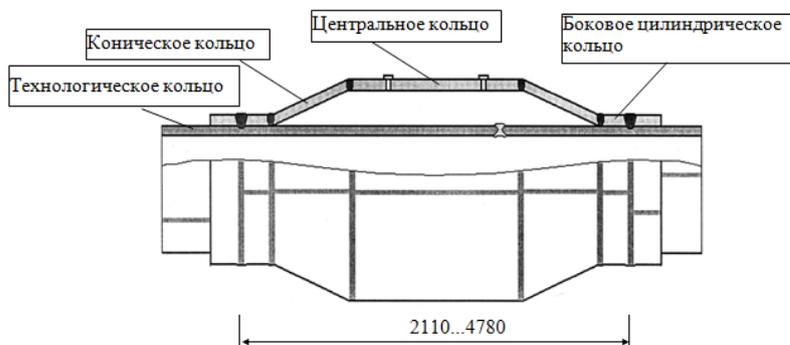


Рис.3.8. Муфта В2 с коническими переходами и наполнением антикоррозионной жидкостью для временной установки

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

Ремонт отверстий в трубах диаметром не более 40 мм проводят с остановкой перекачки и освобождением трубопровода до верхней образующей, установкой стального чопа (П10) в отверстие (отверстия) и последующей его (их) обваркой.

Чопы бывают двух конструктивных исполнений: гладкие чопы диаметром от 8 до 40 мм и резьбовые чопы диаметром от 8 до 30 мм.

Диаметр чопы при установке на трубопровод не должен превышать:

- 15 мм на трубопровод диам-ом 219 мм;
- 25 мм на трубопровод диам-ом 325 мм и 377 мм;
- 30 мм на трубопровод диам-ом 426 мм;
- 40 на трубопровод диам-ом 530 мм и выше.

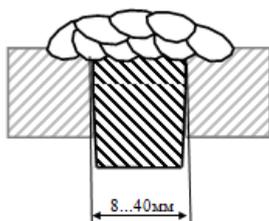


Рис. 10 Герметизирующие чопы для ремонта отверстий (П10)

Гладкие чопы изготавливают из стали аналогичной основной трубе. В качестве резьбовых чопов используют болты по ГОСТ 7798 из стали прочностного класса 48 (стали 10, 10 кп) или 46 (сталь 20) с резьбой по всей длине. [7]

Срок эксплуатации участков трубопроводов отремонтированных с применением ремонтных конструкций (кроме В1, В2 и П7) равен сроку проектной эксплуатации ремонтируемого трубопровода. [9] Срок эксплуатации отремонтированных участков трубопроводов с помощью ремонтных конструкций В1, В2 и П7 определяется в соответствии с таблицей 6.4 РД-23.040.00-КТН-090-07. При ремонте дефектов методом установки ремонтной конструкции на ограниченный срок при невозможности проведения ремонта вырезкой срок эксплуатации отремонтированных участков трубопроводов определяется в соответствии с таблицей 6.8 [9]

					Типы ремонтных конструкций для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		50

4. Сборка ремонтных конструкций

4.1 Сборка обжимных и галтельных металлических муфт

Перед установкой ремонтных конструкций необходимо удалить изоляционное покрытие на расстоянии до 200 мм от внешних сварных швов ремонтной конструкции, поверхность трубы трубопровода очистить от грязи, ржавчины и окалины. Для очистки металлической поверхности трубы применяется шлифмашинка с металлической щеткой. Затем необходимо провести неразрушающий контроль трубы на участке установки ремонтной конструкции .

Сборка ремонтных конструкций П2, П3, П4, П5, П5У, П6 В1, В2 выполняется в следующей последовательности:

- очистить от изоляции участок трубы, перекрывающий по длине границы муфты на 200 мм в каждую сторону;
- провести ДДК дефекта;
- отметить маркером (мелом) границы и центр дефекта на трубопроводе, границы муфты симметрично относительно центра дефекта;
- уточнить границы участка удаления изоляции и при необходимости дочистить его;
- провести визуально-измерительный контроль (далее - ВИК) участка трубы выходящего за границы муфты на 100 мм в каждую сторону;
- на теле трубы произвести разметку кольцевых угловых швов «муфта – труба»;
- провести неразрушающий контроль методами ПВК и УЗК через каждые 50 мм в обе стороны от линии сварки на расстоянии 50 мм. В случае наличия в контролируемой зоне недопустимых поверхностных или внутренних дефектов (расслоений) приварка муфты к трубе запрещается;

					Определение метода ремонта и выбор технологии выборочного ремонта магистрального нефтепровода			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>	Сборка ремонтных конструкций	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разработ</i>	<i>Елизаров</i>						51	139
<i>Руководит</i>	<i>Назаров Д Л</i>					ТПУ гр. 3-2Б21Т		
<i>Зав. каф</i>	<i>Рвлаценко</i>							

- очистить муфту от ржавчины пескоструйной обработкой или металлической щеткой. Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин на поверхности муфт не допускаются. Устранить в процессе зачистки дефекты, выявленные на муфте в виде царапин и задигов глубиной более 0,2 мм и не превышающие 5 % толщины стенки муфты. Толщина стенки муфты в местах зачистки не должна выходить за пределы минусового допуска;

- проверить фактическую толщину стенки муфты ультразвуковым толщиномером, а размеры кромок шаблоном сварщика;

- провести очистку кромок и прилегающих к ним наружной и внутренней поверхности муфт на длину не менее 20,0 мм до чистого металла;

- сошлифовать усиление заводских продольных сварных швов в месте установки муфты (с учетом технологических колец) до величины 0,5 - 1,0 мм под муфтой и на расстоянии не менее 40 мм от торцов муфты. Места снятия усиления швов до величины от 0,5 до 1,0 мм должны быть ровными и не иметь недопустимых дефектов;

- подкладные пластины следует прихватывать сваркой к одной полумуфте со стороны разделки кромки продольного шва для исключения приварки муфты к основной трубе трубопровода. Подкладки выполняют из малоуглеродистой стали (Ст 3, сталь 10, сталь 20) толщиной от 1,0 до 1,2 мм и шириной от 35 до 40 мм по всей длине продольных швов. Прихватки устанавливаются с шагом 300 мм, длина прихватки от 10 до 15 мм. Дальнейшую сборку конструкции полумуфты выполняют на трубе. Схема установки подкладных пластин показана на рис. 4.1. Подкладка должна выступать с каждой стороны продольного стыка на величину не более от 30 до 40 мм. Перекос подкладки от оси шва не допускается. Запрещается приварка продольного шва муфты к трубопроводу;

- установить на трубе две полумуфты, произвести их сборку и фиксацию на трубе. При установке на трубу муфта должна перекрывать дефект на расстоянии не менее 100 мм с каждой стороны. Продольные швы муфты должны быть смещены относительно продольных швов трубопровода на

					Сборка обжимных и галтельных металлических муфт	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		52

расстояние не менее 100 мм. Расстояние между началом (концом) муфты и кольцевым стыком на трубопроводе должно быть не менее 100 мм. Расстояние между началом (концом) муфты (с учетом технологического кольца) и ближайшим дефектом должно быть достаточным для его устранения. Сборку муфты и её фиксацию на трубе следует производить с помощью наружных звенных центраторов или гидравлических цепных приспособлений. Количество сборочных приспособлений определяется длиной муфты, но не менее двух на каждый метр длины. При установке муфты на трубу запрещается наносить удары кувалдой или другими предметами с целью получения необходимого обжатия;

- произвести проверку зазора и смещение стыкуемых кромок одновременно с зазором между стенками муфты и основной трубой трубопровода по всему периметру. Стыки под сварку должны собираться с технологическими зазорами от 2,0 до 4,0 мм. Смещение стыкуемых кромок муфты не должно превышать 20 % толщины стенки, но не более 3,0 мм. Муфта (или её элементы) должны плотно прилегать по периметру трубы или с зазором не более 3 мм. Допускаются участки с зазором между полумуфтой и трубой до 5,0 мм, при этом длина таких участков не должна превышать 300 мм;

- провести предварительный подогрев продольных кромок муфты непосредственно перед прихваткой. Необходимость предварительного подогрева и его параметры определяются по таблице 5.2. Предварительный подогрев следует производить с использованием плоских газовых подогревателей или газовых горелок, указанных в операционно-технологической карте сборки и сварки ремонтных конструкций и согласованных со службой охраны труда ведения ремонтных работ. Ширину зоны нагрева по оси стыка обеспечить не менее 100 мм. Температуру подогрева контролировать контактными или бесконтактными термометрами или термокарандашами. Контрольные замеры температур выполнять не менее чем в трех точках в зависимости от длины продольного стыка;

					Сборка обжимных и галтельных металлических муфт	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		53

- произвести прихватку продольных стыков по длине муфты. Длина прихваток должна быть 60-100 мм. Прихватки выполняются равномерно по длине стыка. Количество прихваток определяется длиной продольного стыка, но не менее 3 шт. Концы каждой прихватки запилить шлифмашинкой. Прихватки должны обеспечить гарантированное проплавление кромок, нормативные зазоры и смещение кромок. Прихватки с недопустимыми дефектами удаляют шлифмашинкой и заваривают вновь.

- при сборке на трубе ремонтных конструкций П2, П4, П5, П5У, П6, В1 и В2 дополнительно выполняют установку технологических полуколец.

Перед монтажом технологических полуколец на основной трубе следует выполнять обработку углового сварного шва «муфта – труба» с помощью шлифмашинки для обеспечения требуемой геометрии разделки кромок (рис. 4.4.).

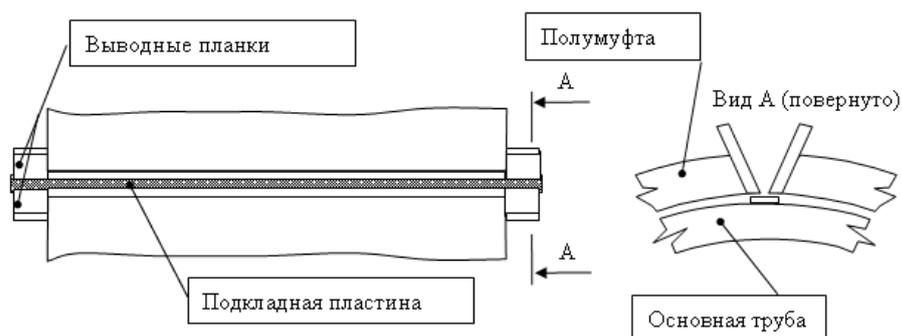


Рис.4.1. Схема сборки продольных стыков полумуфт

В процессе сборки должен быть обеспечен зазор в стыке «усиливающая муфта – технологическое кольцо» в диапазоне от 2 до 4 мм. Сборку полуколец на трубе следует выполнять с помощью центраторов в соответствии со схемой, показанной на рис. 4.4.

4.2 Сборка композитных муфт

Сборку муфт КМТ (ремонтная конструкции П1) следует выполнять в следующей последовательности:

- провести ДДК дефекта;
- на трубе отметить маркером (мелом) границы дефекта;
- отметить на участке с неснятым изоляционным покрытием реперную точку, измерить и записать расстояние между реперной точкой и серединой дефекта;

					Сборка обжимных и галтельных металлических муфт	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		54

- установить инвентарное укрытие (при необходимости);
- провести дробеструйную обработку внутренних поверхностей полумуфт и трубопровода в зоне ремонта. Длина участка абразивной обработки должна быть равна длине муфты плюс 100 - 150 мм с каждой стороны. Качество поверхности, достигнутое при помощи абразивной обработки, должно соответствовать ISO 8501 Sa 2,5 – Sa 3,0 . Отмеченное на трубе место дефекта абразивной обработке не подвергать;
- отметить на подготовленном участке трубы (сверху) центр дефекта, используя расстояние от реперной точки. Нанести маркером (мелом) симметрично относительно центра дефекта две метки в окружном направлении, обозначающие границы муфты;
- установить полумуфты на трубопровод. С помощью рым болтов вкрученных в отверстия установочных болтов зафиксировать полумуфты на трубопроводе с помощью съемных гидравлических цепных приспособлений. Количество сборочных приспособлений определяется длиной муфты и должно составлять не менее двух на муфту. Для сборки многосекционных муфт следует применять наружные звенные центраторы. При сборке муфты на трубопроводе с помощью мерных пластин следует установить в продольных стыках полумуфт зазор величиной шва от 2,0 до 3,5 мм (рис. 4.2.);
- выполнить прихватку сваркой. Прихватку выполняют одновременно два сварщика с разных сторон трубы;
- перед началом сварочных работ следует произвести просушку и подогрев кромок продольных, кольцевых швов и прилегающих к ним участков поверхности полумуфт. Необходимость предварительного подогрева и его параметры определяют по таблице 5.2. Установку прихваток следует выполнять ручной дуговой сваркой электродами с основным видом покрытия в следующей последовательности:
 - 1) установить на каждом продольном стыке по торцам муфты по две прихватки
 - 2) установку прихваток производить в корневой части разделки кромок;

					Сборка композитных муфт	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		55

3) установить прихватки равномерно по длине продольных стыков полумуфт на расстоянии (500 ± 50) мм;

4) длина прихваток должна составлять от 60 до 100 мм.

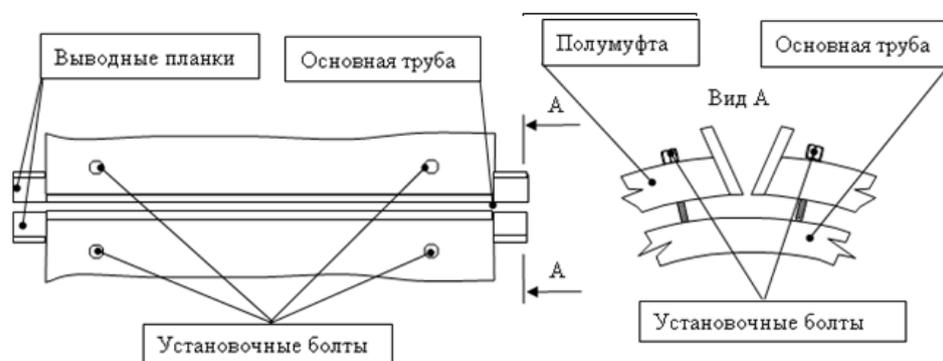


Рис.4.2. Схема сборки продольных стыков композитных муфт

Прихватки следует выполнять с полным проваром в режиме сварки корневого слоя. После установок прихваток следует запилить их начала и концы на длине от 15 до 20 мм, обеспечив плавный переход от прихватки к корневой части разделки.

- используя установочные болты отрегулировать кольцевой зазор между муфтой и трубопроводом в соответствии с РД-75.180.00-КТН-164-06 и РД-75.180.00-КТН-165-06. После вставления зазора вставить распорные клинья (на «6 и 12 часов») с каждого конца муфты. Необходимое количество клиньев определяется геометрией трубы;

- приварить выводные планки для предотвращения образования дефектов на концах сварных швов;

- перед началом выполнения работ по сварке композитных муфт произвести подогрев кромок продольных швов и прилегающих к ним участков поверхности полумуфт. Выбор температуры предварительного подогрева следует производить в соответствии с таблицей 5.2. Предварительный подогрев производить с использованием плоских газовых подогревателей или газовых горелок. Выполнения работ следует согласовать со службой охраны труда. [7]

требованиями РД 03-613-03 и включенные в Реестр ТУ и ПМИ ОАО «АК «Транснефть».

Выбор электродов проводится в соответствии с таблицей 5.1.

Следует применять сварочные электроды, прошедшие входной контроль, включающий:

- рассмотрение сертификатов завода – изготовителя;
- рассмотрение свидетельства об аттестации сварочных материалов;
- рассмотрение сохранности упаковки;
- рассмотрение внешнего вида на отсутствие поверхностных повреждений и следов ржавчины на стержнях электрода, проведение проверки на разную толщину электродного покрытия;
- измерение диаметра электрода.

Запрещается применение электродов, которые не смогли пройти входной контроль.

Для сварки продольных швов муфт П2 – П6, муфтовых тройников, разрезных тройников при толщине стенки муфты до 21 мм включительно может применяться механизированная сварка самозащитной порошковой проволокой. При этом следует применять самозащитные порошковые проволоки из числа включенных в Реестр ТУ и ПМИ ОАО «АК «Транснефть».

На участках с продольными швами муфт, выполняемых на стальной технологической подкладке, механизированной сваркой допускается выполнять все слои шва. Для участков продольных швов муфт, не прилегающих к трубе (на галтелях, конических переходах, цилиндрических участках), сварка которых выполняется на «весу» корневым швом выполняют ручной дуговой сваркой, а механизированную сварку самозащитной порошковой проволокой используют при выполнении заполняющих и облицовочных слоев.

Таблица 5.1 Электроды для сварки ремонтных конструкций и ремонта облицовочного слоя шва кольцевых стыков действующих магистральных трубопроводов

Назначение электрода	Тип электрода	Диаметр электрода, мм
----------------------	---------------	-----------------------

Основная труба, привариваемые элементы с нормативным пределом прочности до 530 МПа
Угловые и нахлесточные швы приварки патрубка и муфты к основной трубе, продольные стыковые швы полумуфт, заварка коррозионных или механических повреждений.

Сварка ниточного валика, корневого и подварочного слоев шва	Э50А по ГОСТ 9467 E7016 по AWS A5.1	2,5 - 3,2
Сварка заполняющих и облицовочного слоев	Э50А по ГОСТ 9467 E7016 по AWS A5.1	3,0 - 4,0*
Основная труба и привариваемые элементы с нормативным пределом прочности от 539 до 588 МПа. Угловые и нахлесточные швы приварки патрубка и муфты к основной трубе, корневой слой продольного стыкового шва. Заварка коррозионных или механических повреждений.		
Сварка ниточного валика, корневого и подварочного слоев шва	Э50А по ГОСТ 9467 E7016 по AWS A5.1	2,5 - 3,2
Сварка заполняющих и облицовочного слоев	Э60 по ГОСТ 9467 E8016/E8018 по AWS A5.5	3,0 - 4,0*

5.3 Требования к сварочному оборудованию, оборудованию для сборки и подогрева

При установке ремонтных конструкций следует использовать сварочное оборудование аттестованное на право применения при монтаже, реконструкции и ремонте НГДО в соответствии с требованиями РД 03-614-03 и внесенное в Реестр ТУ и ПМИ ОАО «АК «Транснефть».

При помощи наружных центраторов производят сборку ремонтных стальных муфт типа ЦЗ, ЦЗН, ЦГН или аналогичных им. Чтобы выставить сварочный зазор лучше всего использовать калибр, специальные клинья, электродную проволоку соответствующего диаметра, шаблон УШС-3.

При предварительном подогреве, а также при сопутствующем подогреве сварных соединений следует использовать данное оборудование:

- многосопловые наружные кольцевые пропанобутановые горелки;
- многосопловые пропанобутановые кислородные горелки повышенной мощности;
- односопловые горелки;
- установки для индукционного подогрева.

На оборудование должно быть оформлено разрешение Ростехнадзора на применение на опасных производственных объектах. [10]

					Требования к сварочным материалам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		59

5.4 Требования по температурным режимам сварки муфт (П1, П2, П3, П4, П5, П5У, П6)

Перед началом выполнения работ по сварке муфт следует произвести подогрев кромок продольных и кольцевых кромок, а также прилегающих к ним участков поверхности полумуфт в соответствии с требованиями таблицы 5.2.

Предварительный подогрев следует производить с использованием плоских газовых подогревателей или газовых горелок, указанных в операционно-технологической карте сборки и сварки ремонтных конструкций. Условия проведения работ следует согласовать со службой охраны труда.

Межслойную температуру следует выдержать в диапазоне от 150 °С до 250 °С.

Контроль температуры следует проводить контактными термометрами в четырех точках («12, 3, 6 и 9 часов»).

Проверку температуры подогрева необходимо производить на участках поверхности полумуфт примыкающих к продольным или кольцевым стыкам на расстоянии от 10 до 15 мм. [7]

5.5 Сварка ремонтных конструкций

Сварка обжимных металлических муфт (П2)

Режимы сварки стыков муфты П2 приведены в таблице 5.3.

Для сварки продольных и кольцевых стыковых швов при установке обжимной металлической муфты следует применять следующие технологии сварки:

- ручную дуговую сварку, электродами с основным видом покрытия;
- механизированную сварку с самозащитной порошковой проволокой;
- комбинированную технологию используют для сварки продольных швов полумуфт и технологических колец (ручная дуговая сварка электродами с основным видом покрытия плюс механизированная сварка самозащитной порошковой проволокой заполняющих и облицовочных слоев).

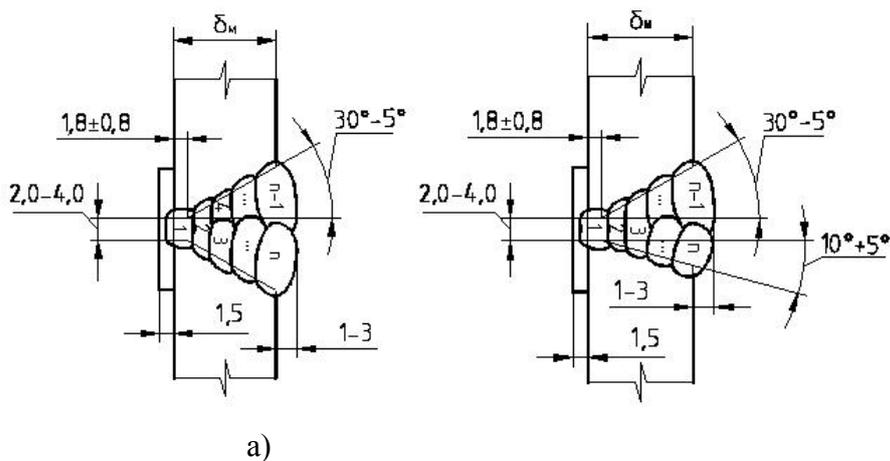
					Требования к сварочному оборудованию, оборудованию	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		60

Продольные швы муфт П2 выполняют на стальной технологической подкладке. Для муфт П3, П4, П5, П5У, П6 продольные швы на участках муфт, прилегающих к основной трубе и на технологических кольцах выполняют на стальной технологической подкладке. Продольные швы на участках галтелей, конических переходов, цилиндрических участках муфт, не прилегающих к основной трубе, выполняют «на весу».

Для продольных стыковых швов используют V-образную симметричную разделку кромок с углом скоса кромки $(30-5)^\circ$ и

После сборки и прихватки выполняют сварку ремонтной конструкции П2 в следующей последовательности:

а) снять сборочные приспособления, произвести сварку продольных корневого, заполняющих и облицовочного слоев швов муфты.. Схемы заполнения разделки кромок продольных швов полумуфт приведены на рисунках 5.3 а, б.



δ_M – толщина усиливающей муфты

Рис. 5.3. Заполнение разделки кромок продольного сварного шва полумуфт

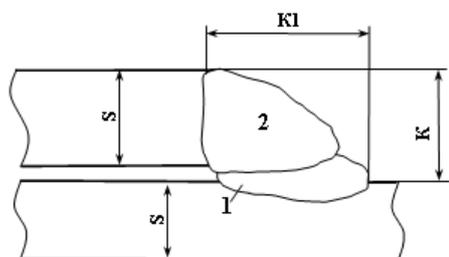
Первые заполняющие слои (один-два) должны свариваться за один проход, последующие должны выполняться двумя – тремя параллельными проходами (валиками) с перекрытием.

Облицовка должна выполняться методом непрерывной сварки в направлении от центра муфты к ее краям путем наложения не менее двух параллельных проходов (валиков). При сварке возбуждение дуги следует

производить только в разделке. Запрещается зажигать дугу на поверхности основного металла;

- а) удалить с помощью шлифмашинки выступающие концы подкладки;
- б) провести визуальный и измерительный контроль качества сварки продольных швов муфты;
- в) провести контроль качества сварки продольных швов муфты ультразвуковым методом;
- г) произвести подогрев кромок торцов муфты;
- д) произвести сварку корневого, заполняющих и облицовочного слоев кольцевых угловых швов.

При ремонте трубопроводов толщиной менее 7 мм сварной шов стыка «муфта – труба» необходимо выполнять в 2 прохода ступенчатым методом электродами диаметром 3,0 (3,2) мм с поперечными колебаниями. Допускается применение электродов диаметром 2,5 (2,6) мм при условии выполнения поперечных колебаний при сварочном токе не более 80 А. Схема укладки валиков и последовательность сварки показаны на рисунке 5.4 и 5.5 соответственно.



S – толщина стенки основной трубы и муфты;

K, K1 – катеты шва

Рис.5.4. Последовательность выполнения ниточных валиков сварного соединения «муфта – труба»

- е) провести визуальный контроль качества сварки кольцевых угловых швов муфты;
- ж) провести контроль качества сварки кольцевых угловых швов муфты методами УЗК и ПВК в соответствии с РД 19.100.00-КТН-001-10;

з) установить подкладки из малоуглеродистой стали по всей длине продольных швов технологических колец согласно технологии сварки продольных швов центрального кольца;

и) установить полуобечайки технологических колец по обе стороны от муфты. При установке продольные швы технологических колец должны быть смещены относительно продольного шва муфты, а также от продольных швов труб трубопровода на расстояние не менее 100 мм;

к) выполнить сварку продольных швов. Запрещается приварка продольных швов технологических колец к трубопроводу;

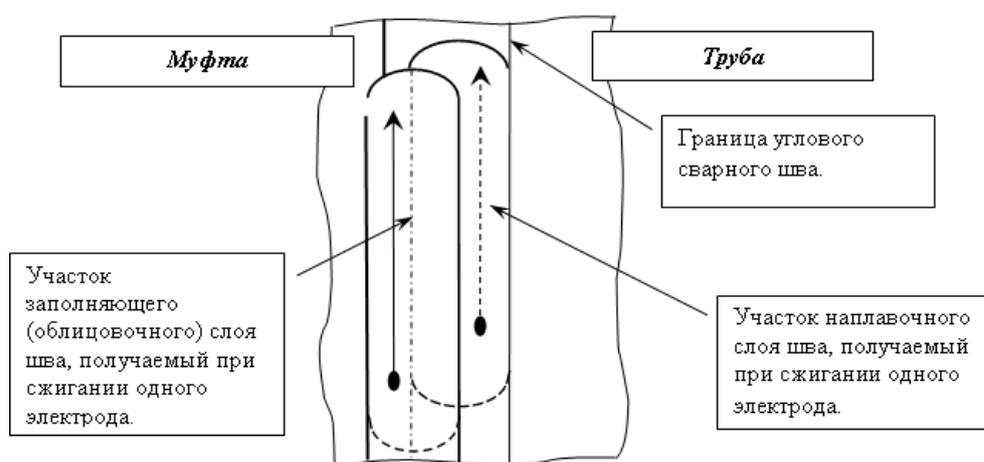


Рис.5.5. Последовательность сварки слоев шва «муфта – труба» ступенчатым методом

л) провести визуальный и измерительный, капиллярный и ультразвуковой контроль качества сварки продольных швов в соответствии с РД 19.100.00-КТН-001-10;

м) провести подогрев свариваемых кромок муфты и технологического кольца;

н) произвести подготовку к сварке кольцевых швов в зоне «муфта — технологическое кольцо». Выполнить сварку корневого и заполняющих слоев шва, сварку облицовочного шва. Приварка наружных торцов технологических колец к трубе запрещена. Сварку корневого, заполняющих и облицовочного валиков производят обратноступенчатым методом «снизу-вверх» с общим направлением сварки «снизу-вверх». Наименьшее количество производимых

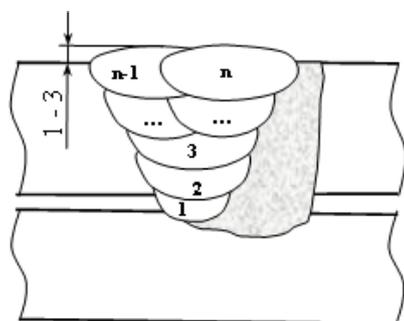
проходов должно соответствовать таблице 5.4. Сделанный стыковой шов обязан иметь плавный переход к основному металлу. Уплотнение сварного шва должно быть от 1 до 3 мм (см. рисунок 5.4.). Слой облицовки сварного шва должен быть с мелкочешуйчатой поверхностью с повышением гребня над впадиной не больше 1,0 мм.

- о) провести контроль на качество сварных швов визуальный, капиллярный, измерительный, ультразвуковой в соответствии с РД 19.100.00-КТН-001-10;
- п) оформить акт по устранению дефекта.

Механизированная сварка продольных швов полумуфт самозащитной порошковой проволокой.

Таблица 5.3 Количество проходов для выполнения стыкового шва «усиливающая муфта – технологическое кольцо»

Толщина стенки усиливающего элемента, мм	Минимальное количество проходов
от 5 до 8	3
от 8 до 15 включительно	5
Св. 15 до 18 включительно	6
Св. 18 до 22 включительно	7



n – номер валика

Рис.5.6. Схема заполнения разделки кромок стыкового сварного шва «усиливающая муфта – технологическое кольцо»

Применение механизированной сварки самозащитной порошковой проволокой выполняется при сварке продольных швов муфтовых тройников, разрезных тройников при толщине стенки муфты от 5 до 22 мм включительно.

Для участков продольных швов муфт, не прилегающих к трубе (на галтелях, конических переходах, цилиндрических участках), сварка производимая на «весу», механизированную сварку используют для

выполнения заполняющих слоев шва, а также облицовочных слоев шва. В данном случае корневой шов делают ручной дуговой сваркой.

Таблица 5.4 *Режимы механизированной сварки самозащитной порошковой проволокой продольных швов полумуфт*

Диаметр электродной проволоки, мм	Скорость подачи проволоки, м/мин	Вылет электродной проволоки, мм	Напряжение на дуге, В	Полярность
1,7	2,0 – 3,1	12 - 19	17,5 – 20,5	Прямая

Параметры режимов сварки должны быть откорректированы при подготовке к производственной аттестации технологии. При проведения аттестации все параметры фиксируются и при положительных результатах аттестации внесены в операционно-технологическую карту.

Для участков продольных швов муфт, выполняемых на стальной технологической подкладке возможно выполнение всех слоев шва механизированной сваркой.

Режимы механизированной сварки продольных швов полумуфт указаны в таблице 5.4.

Наименьшее количество слоев при сварке продольных швов полумуфт приведено в таблице 5.5. [7]

Таблица 5.5 *Минимальное количество слоев при сварке продольных швов полумуфт*

Толщина стенки муфты, мм	Наименование слоя	
	Заполняющие	Облицовочный
До 8	2	2
Свыше 8 до 10 вкл.	3	2
Свыше 10 до 12 вкл.	4	2
Свыше 12 до 16 вкл.	5	3
Свыше 16 до 22 вкл.	6	4

Сварка галтельных муфт (ПЗ, П4, П5, П5У, П6, В1, В2)

При сварке кольцевых и продольных стыковых швов чтобы установить муфты необходимо выполнять следующие технологии сварки:

- ручную дуговую сварку, электродами с основным видом покрытия;
- механизированную сварку с самозащитной порошковой проволокой;
- комбинированную технологию сварки:

- ручная дуговая сварка электродами с основным видом покрытия плюс механизированная сварка самозащитной порошковой проволокой заполняющих и облицовочного слоев;

- механизированная сварка корневого шва сплошной электродной проволокой в защитных газах управляемым каплепереносом плюс ручная дуговая сварка электродами с основным видом покрытия заполняющих и облицовочного слоев для ремонтных конструкций Пб для продольных швов, выполняемых навесу» и для ремонтных конструкций В2 для кольцевых и продольных швов, выполняемых «навесу»;

- механизированная сварка корневого шва сплошной электродной проволокой в защитных газах управляемым каплепереносом плюс механизированная сварка самозащитной порошковой проволокой заполняющих и облицовочного слоев для ремонтных конструкций Пб, В1 для продольных швов, выполняемых «навесу» и для ремонтных конструкций В2 для кольцевых и продольных швов, выполняемых «навесу».

После сборки и прихватки стыков следует выполнить сварку в следующей последовательности:

а) снять сборочные приспособления, произвести сварку продольных корневого, заполняющих и облицовочного слоев швов муфты. Чтобы избежать деформации от температуры сварка продольных стыков муфты (длиной более 300 мм) первого (корневого) и заполняющих слоев нужно выполнять в направлении от центра муфты к ее краям обратноступенчатым способом.

Первые заполняющие слои (один-два) должны свариваться за один проход, последующие должны выполняться двумя – тремя параллельными проходами (валиками) с перекрытием.

Облицовка должна выполняться методом непрерывной сварки в направлении от центра муфты к ее краям путем наложения трех параллельных проходов (валиков). Первоначально накладывается нижний валик, далее средний, а затем верхний. Сварка всех слоев шва выполняется на постоянном токе обратной полярности (электрод <+>) Сборочные приспособления двух

					Сварка ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		66

половин муфт могут быть сняты только после сварки не менее 60 % длины шва. При сварке возбуждение дуги производить только в разделке. Запрещается зажигать дугу на поверхности основного металла;

б) удалить с помощью шлифмашинки выступающие концы подкладных пластин;

в) провести визуальный и измерительный контроль качества сварки продольных швов муфты;

г) провести контроль качества сварки продольных швов муфты ультразвуковым методом;

д) произвести подогрев кромок торцов муфты;

е) выполнить прихватку муфты равномерно по периметру трубы, не допуская пересечения с продольными швами муфты. Длина и количество прихваток:

1) при диаметре стыка до 530 мм количество прихваток три - четыре, длина от 30 до 40 мм;

2) при диаметре стыка от 530 до 820 мм количество прихваток четыре — шесть, длина прихваток от 40 до 60 мм;

3) при диаметре стыка от 1020 до 1220 мм количество прихваток шесть - восемь, длина прихваток от 60 до 80 мм;

ж) произвести сварку корневого, заполняющих и облицовочного слоев кольцевых угловых швов согласно.

з) провести визуальный, измерительный и ПВК контроль качества сварки кольцевых угловых швов муфты в соответствии с РД 19.100.00-КТН-001-10 ;

и) провести контроль качества сварки кольцевых угловых швов муфты ультразвуковым методом;

к) оформить акт на устранение дефекта.

При ремонте трубопроводов с применением ремонтных конструкций П4, П5 П5У, П6, В1 и В2 перед оформлением акта на устранение дефекта дополнительно производится сварка технологических колец в следующей последовательности:

					Сварка ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		67

а) установить подкладки из малоуглеродистой стали по всей длине продольных швов технологических колец согласно технологии сварки продольных швов муфты;

б) установить полуобечайки технологических колец по обе стороны от муфты. При сборке стыков продольные швы технологических колец должны быть смещены относительно продольного шва муфты, а также от продольных швов трубопровода на расстояние не менее 100 мм. Зазор между торцами центрального и технологических колец должен быть от 2 до 4 мм;

в) провести подогрев свариваемых кромок продольных швов;

г) выполнить сварку продольных швов. Запрещается приварка продольного шва технологических колец к трубопроводу;

д) провести визуальный и измерительный, капиллярный и ультразвуковой контроль качества сварки муфты в соответствии с РД 19.100.00-КТН-001-10;

е) провести подготовку и подогрев свариваемых кромок центрального и технологического колец;

ж) произвести сварку кольцевых швов в зоне «муфта — технологическое кольцо». Выполнить сварку корневого и заполняющих слоев шва, сварку облицовочного шва. Приварка наружных торцов технологических колец к трубе запрещена;

з) провести визуальный и измерительный, капиллярный и ультразвуковой контроль сварки швов муфты в соответствии с РД 19.100.00-КТН-001-10;

и) залить антикоррозионную жидкость в технологические отверстия муфты до заполнения полости. В качестве антикоррозийной жидкости использовать трансформаторное масло или обезвоженную нефть. Завернуть пробки;

к) очистить ветошью и обезжирить от антикоррозионной жидкости по периметру контрольного отверстия загрязненную поверхность муфты бензином Б-70 (ацетоном) с последующей протиркой чистой сухой безворсовой х/б тканью;

л) заварить установочную полость пробок не менее чем двумя слоями электродами с основным типом покрытия диаметром 2,5 мм, сварочный ток 60-

					Сварка ремонтных конструкций	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

70А. Зачистить металл механическим способом до образования гладкой поверхности с усилением высотой 1-3 мм. Провести визуальный и измерительный и капиллярный контроль;

м) оформить акт на устранение дефекта. [7]

Сварка муфт КМТ

Режимы сварки продольных и кольцевых стыков при сварке композитных муфт (П1, П1П7, П1В) приведены в таблице 5.6.

На время проведения ремонтных работ по композитно-муфтовой технологии проходное давление в зоне дефекта снижают. При снижении рабочего давления при ремонте магистральных трубопроводов по композитно-муфтовому методу следует руководствоваться требованиями раздела 8 РД - 75.180.00-КТН-165-06.

При установке композитных муфт выполняется сварка следующих сварных соединений:

- продольных стыковых швов, полумуфт между собой;
- поперечных кольцевых стыковых швов, выполняемых в случае установки многосекционных композитных муфт,

Для сварки продольных и кольцевых стыковых швов при установке композитных муфт следует применять следующие технологии сварки;

- ручную дуговую сварку электродами с основным видом покрытия;
- комбинированную технологию сварки (ручная дуговая сварка электродами с основным видом покрытия и механизированная сварка самозащитной порошковой проволокой заполняющих и облицовочного слоев или механизированная сварка корневого шва сплошной электродной проволокой в защитных газах плюс механизированная сварка самозащитной порошковой проволокой заполняющих и облицовочного слоев).

После сборки и прихватки выполнить сварку ремонтной конструкции П1, П1П7, П1В в следующей последовательности:

Таблица 5.6 Режимы сварки продольных и кольцевых стыков композитных муфт

Слой шва	Диаметр	Сварочный ток, А	Полярность
----------	---------	------------------	------------

					Сварка ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		69

	электроды, мм		
1	2	3	4

Режимы ручной дуговой сварки электродами с основным видом покрытия продольных и кольцевых стыков при сварке композитных муфт

Корневой	2,5/2,6 3,0/3,2	70 – 90 90 – 120	прямая / обратная
Заполняющий	3,0/3,2 4,0	100 – 130 140 – 170	обратная
Облицовочный	3,0/3,2 4,0	100 – 120 135 - 160	обратная

Режимы механизированной сварки в углекислом газе корневого слоя продольных и кольцевых стыков муфт.

Скорость подачи электродной проволоки, м/мин	Диаметр электродной проволоки, мм	Пиковый ток, А	Базовый ток, А	Скорость сварки, м/мин	Вылет электродной проволоки, мм	Расход защитного газа, л/мин
4	1,2	370 - 400	25 - 65	0,2 – 0,25	6 - 8	12 - 14

Режимы механизированной сварки заполняющих и облицовочных слоев самозащитной порошковой проволокой продольных и кольцевых стыков муфт КМТ (П1) при использовании комбинированной технологии сварки

Слой	Параметры режима					
	Тип электрода, марка проволоки	Диаметр, мм	Полярность	Сварочный ток, А	Скорость подачи электродной проволоки, м/мин	Устанавливаемое напряжение, В
Заполняющее	NR -207/ NR-208S	1.7	прямая	–	2,54	18,5–19,5
					2,80	19,5–20,5
Корректирующий (только для кольцевых)					2,03	17,0–17,5
Облицовочный				–	2,29	17,5–18,5
					2,03	17,0–17,5
					2,29	17,5–18,5

Параметры режимов сварки должны быть откорректированы при подготовке к производственной аттестации технологии. В процессе проведения аттестации все параметры должны быть зафиксированы и при положительных результатах аттестации внесены в операционно-технологическую карту.

а) перед началом выполнения работ по сварке композитных муфт следует произвести просушку (или подогрев) кромок продольных швов и прилегающих к ним участков поверхности полумуфт. Предварительный подогрев производят с использованием плоских газовых подогревателей или газовых горелок при согласовании со службой охраны труда. Межслойная температура должна составлять от 150 °С до 250 °С. Выполнить сварку двух корневых швов. Сварку

						Сварка ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			70

продольных швов следует производить одновременно. При протяженности шва более 1 м на каждом шве должны работать одновременно два сварщика. Контроль температуры проводить контактным или бесконтактным термометром в четырех точках.

б) выполнить сварку заполняющих и облицовочного слоев сварного шва. Чтобы избежать температурных повреждений сварку продольных стыков муфты (длиной более 300 мм) первого (корневого) и заполняющих слоев необходимо выполнять в направлении от центра муфты к ее краям обратноступенчатым способом.

Начальные заполняющие слои (один-два) должны свариваться за один проход по центру шва, последующие - за два прохода путем наложения параллельных проходов (валиков). Облицовка должна выполняться методом непрерывной сварки в направлении от центра муфты к ее краям путем наложения трех параллельных проходов (валиков). Сварочные работы разрешается производить при температуре окружающего воздуха не ниже минус 25°С при скорости ветра не выше 10 м/с. При выпадении атмосферных осадков и скорости ветра более 10 м/с запрещается производить сварочные работы без инвентарных укрытий. При сварке муфт перерывы в работе не допускаются. Сварные соединения муфт оставлять незаконченными не разрешается. В случае вынужденных перерывов при возобновлении сварки следует провести повторный нагрев сварного шва. Место начала сварки каждого после дующего слоя должно быть смещено относительно начала предыдущего слоя шва не менее чем на 30 мм. Места окончания сварки смежных слоев шва («замки» шва) должны быть смещены относительно друг друга на расстояние от 70мм до 100 мм. При многослойной сварке продольных и кольцевых швов (один проход выполняется несколькими валиками) «замки» соседних валиков должны быть смещены один относительно другого не менее чем на 30 мм.

В процессе сварки необходимо производить межслойную и окончательную зачистку слоев шва от шлака и брызг металла.

					Сварка ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		71

Участки поверхности облицовочного слоя с грубой чешуйчатостью (превышение гребня над впадиной составляет 1 мм и более), а также участки с превышением усиления шва следует обработать шлифовальным кругом:

- в дальнейшем следует удалить с помощью шлифмашинки выводные планки;

- провести визуальный контроль качества сварки продольных швов муфты;

- провести контроль качества сварки продольных швов муфты ультразвуковым методом;

- удалить распорные клинья;

- отрегулировать кольцевой зазор между трубой и муфтой. Регулировку проводить установочными болтами с учетом геометрии трубы, при этом должна быть обеспечена величина зазора в диапазоне от 6 до 40 мм в соответствии с РД-75.180.00-КТН-164-06 и РД-75.180.00-КТН-165-06. Контроль величины зазоров проводится в нескольких местах с каждой стороны муфты через технологические отверстия;

- приготовить герметик. Соотношение смолы к наполнителю - отвердителю должно составлять 1:3. Герметик следует готовить порциями от 10 до 12 л не более. Время отверждения приблизительно 15 минут;

- провести герметизацию краев кольцевого зазора. Первый слой должен заполнять боковой зазор между трубопроводом и муфтой на глубину 25 мм. Второй слой наносят со скосом. При формировании скоса угол между перпендикуляром к трубе и линии ей, образуемой скосом, должен быть не менее 30°;

- установить установочные болты заподлицо с внутренней поверхностью муфты. Данную операцию проводят после затвердевания герметика;

- приготовить композитный состав;

- смонтировать армированные прозрачные шланги для нагнетания композитного состава, контроля заполнения и выхода воздуха и резервный шланг;

					Сварка ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		72

- заполнить композитным составом кольцевой зазор через нижний входной патрубков Шланги пережать зажимами. Операцию заполнения муфты композитным составом выполнять при температуре от плюс 3 °С до плюс 25 °С. Ремонтную конструкцию выдерживать в течение 24 часов при температуре от плюс 3 °С до плюс 25 °С для отверждения композитного состава;

- срезать заподлицо входные и выходные патрубки, выступающие части контрольных и установочных болтов;

- устранить все неровности, подтеки композитного состава на поверхности муфты и зачистить сварные швы;

- смонтировать перемычку для ЭХЗ между муфтой и трубой с помощью термитной или электродуговой сварки в соответствии с ОТГ-25.160.10-КТН-006-06;

- оформить акт на устранения дефекта. [7]

Контроль качества сварки швов муфты выполнять в соответствии с РД 19.100.00-КТН-001-10.

6. Неразрушающий контроль качества при ремонтных работах на магистральных нефтепроводах

6.1 Методы и объёмы неразрушающего контроля

В качестве необходимых методов неразрушающего контроля участков трубопровода под установку ремонтных конструкций и сварных соединений ремонтных конструкций регламентируются: визуальный и измерительный, капиллярный, ультразвуковой и радиографический.

Визуальный и измерительный методы применяются :

- для обнаружения и измерения поверхностных повреждений участков трубопровода под установку ремонтных конструкций;

- для проверки соответствия геометрических параметров сварных

					Определение метода ремонта и выбор технологии выборочного ремонта магистральных нефтепроводов			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>	Неразрушающий контроль качества при ремонтных работах	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разработа</i>	<i>Елизаров</i>						73	139
<i>Руководит</i>	<i>Назаров А Л</i>					ТПУ гр. 3-2Б21Т		
<i>Зав каф</i>	<i>Рудаченко</i>							

соединений требованиям нормативной документации;

- для выявления поверхностных (выходящих на поверхность) и сквозных повреждений сварных соединений типа трещин, подрезов, несплавлений, незаваренных кратеров, прожогов, пор, неметаллических включений, определения их расположения и размеров.

Капиллярный контроль проводят сварных соединениях тех участков трубопровода, которые по результатам измерительного и визуального контроля были признаны годными.

Для выявления сквозных и поверхностных (выходящих на поверхность) дефектов типа трещин, свищей, подрезов, несплавлений, незаваренных кратеров, прожогов, неметаллических включений, расслоений и определения их местоположения, протяженности и ориентации по поверхности, проводят капиллярный контроль.

На участках трубопровода, на которых сварные соединения были признаны годными по результатам визуального и измерительного контроля проводят ультразвуковой контроль. Ультразвуковой контроль применяется для:

- измерения оставшейся толщины стенки трубы на участках наружных коррозионных и механических повреждений трубы, а также на участках установки сварных швов ремонтных конструкций для выявления потерь металла на внутренней поверхности трубы. Контроль толщины стенки по периметру трубы производят через каждые 50 мм на участке шва и на расстоянии 50 мм от его границы, для швов заварки – на расстоянии 70 мм от границ коррозионного или механического повреждения.

Таблица 6.1 Методы и объемы неразрушающего контроля металла трубы и сварных соединений приварки ремонтных конструкций

Участок трубопровода; назначение, вид сварного соединения, стадия выполнения работ	Методы неразрушающего контроля и объемы их применения, %			
	ВИК	ПВК	УЗК	РК
1 Неразрушающий контроль участков трубопровода на этапе выбора места под установку ремонтной конструкции				
1.1 Участок трубы, выбранный под установку ремонтной конструкции	*	–	–	–

1.2 Измерения толщины стенки трубы в зоне размещения сварных швов будущей ремонтной конструкции	–	–	***	–
1.3 Участки трубы в зоне размещения сварных швов будущей ремонтной конструкции	–	**		–
2 Неразрушающий контроль сварных соединений ремонтной конструкции				
2.1 Продольные стыковые швы сварки полумуфт	100	-	100	–
2.2 Завершенный шов углового соединения приварки патрубка к муфте и основной трубе; кольцевые угловые швы нахлесточных соединений приварки муфты к основной трубе	100	100	100	–
2.3 Угловое сварное соединение приварки патрубка к трубопроводу	100	100	100	–
2.4 Участки заварки коррозионных и механических повреждений поверхности труб	100	100	100	–
2.5 Кольцевой шов стыкового сварного соединения “патрубок – эллиптическое днище (заглушка)”	100	–	100	100

- выявления внутренних и выходящих на поверхность протяженных (ими могут быть: трещины, расслоения, непровары, несплавления, подрезы, цепочки скопления пор и включений) и не протяженных (ими могут быть: одиночные газовые поры, шлаковые включения) дефектов.

Радиографический контроль проводится на сварных соединениях приварки запорных устройств при установке патрубков и приварке «катушек».

Радиографический контроль применяется для выявления внутренних и выходящих на поверхность дефектов, таких как: газовые поры, шлаковые включения, непровары, несплавления, трещины, подрезы.

Неразрушающий контроль качества металла трубы и сварных соединений ремонтных конструкций следует выполнять в соответствии с требованиями РД 19.100.00-КТН-001-10.

Участки трубопровода под установку ремонтных конструкций, все сварные соединения подвергаются неразрушающему контролю в объемах, приведенных в таблице 6.1. [7]

6.2 Неразрушающий контроль сварных соединений, выполняемых при установке ремонтных конструкций

Неразрушающий контроль участков трубопровода на этапе выбора места под установку ремонтной конструкции

					Неразрушающий контроль сварных соединений, выполняемых при установке ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		75

Неразрушающий контроль участков трубопровода на этапе выбора места под установку ремонтной конструкции выполняется в следующей последовательности:

- ВИК участка трубопровода под установку ремонтной конструкции;
- ПВК участка трубопровода под установку ремонтной конструкции и не имеющего (или имеющего только допустимые) поверхностные дефекты в зоне размещения сварных соединений ремонтной конструкции;
- УЗК толщины стенки трубы для выявления потерь металла на внутренней поверхности трубы;
- УЗК металла трубы на наличие дефектов типа расслоений и трещин.

Длина участка трубопровода при проведении ВИК должна превышать длину ремонтной конструкции не менее, чем на 100 мм в каждую сторону, и должна быть указана в соответствующей операционной технологической карте контроля. Размеры дефектов измеряют с помощью штангенциркуля, металлической линейки, рулетки и шаблона сварщика.

Зона контроля при проведении ПВК и УЗК должна быть не менее 50 мм в обе стороны от границы сварного шва и должна быть указана в соответствующей операционной технологической карте контроля. [7]

Нормы дефектности сварных соединений

По данным ВИК и ПВК на участке размещения сварных соединений ремонтной конструкции не должно быть наружных (поверхностных) и выходящих на поверхность дефектов, подлежащих ремонту согласно РД-23.040.00-КТН-090-07.

По результатам УЗК в зоне расположения сварных соединений ремонтных конструкций не должно быть:

- протяженных и непротяженных дефектов, оцениваемых как трещины любого размера и направления;
- расслоений любого размера;

					Неразрушающий контроль сварных соединений, выполняемых при установке ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		76

- участков трубы с остаточной толщиной стенки менее чем регламентируется ТУ.

По результатам ВИК продольное сварное соединение считают «годным», если:

- в нем отсутствуют: трещины, выходящие на поверхность несплавления, поры и включения, незаваренные кратеры, прожоги, наплывы, свищи, усадочные раковины;
- глубина подрезов не превышает 0,5 мм при длине подреза не более 50 мм, или если суммарная длина подрезов на любые 300 мм шва не превышает 100 мм;
- геометрические параметры шва соответствуют требованиям нормативной документации. [7]

По результатам ВИК угловой сварной шов нахлесточного соединения приварки муфты к основной трубе считают «годным», если:

- в нем отсутствуют: трещины, выходящие на поверхность несплавления, поры и включения, незаваренные кратеры, прожоги, наплывы, свищи, усадочные раковины;
- глубина подрезов не превышает 0,5 мм при длине подреза не более 50 мм, или если суммарная длина подрезов на любые 300 мм шва не превышает 100 мм;
- геометрические параметры шва соответствуют требованиям нормативной документации. [7]

По результатам ПВК шов углового сварного соединения считают «годным», если отсутствуют дефекты, регламентированные РД 19.100.00-КТН-001-10, а именно: усиление (выпуклость) кольцевых угловых швов (швов нахлесточных соединений приварки ремонтной конструкции к трубе), выполненных в нижнем положении допускается не более 2 мм, в других пространственных положениях – не более 3 мм. Ослабление (вогнутость) кольцевых угловых швов при сварке во всех пространственных положениях допускается не более 1 мм.

В кольцевых нахлесточных швах не допускаются:

					Неразрушающий контроль сварных соединений, выполняемых при установке ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		77

- трещины всех видов и направлений;
- подрезы на основном металле трубы, а также непровары в корневом слое углового шва;
- несплавления металла шва с основным металлом трубы и муфты и между слоями;
- протяженные и непротяженные дефекты на линии сплавления углового шва нахлесточного сварного соединения с основным металлом трубы и муфты.

[11]

7. Земляные работы при проведении выборочного ремонта магистральных нефтепроводов

7.1 Технология и организация земляных работ при ремонте без остановки перекачки в обычных грунтовых условиях (I - IV группы грунтов)

В состав земляных работ входят:

- оформление отвода земли и разрешительных документов на производство работ в охранной зоне, согласование ведения земляных работ с владельцами коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающихся с МН;
- обозначение специальными знаками трассы нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и других подземных коммуникаций в данном техническом коридоре;
- подготовка площадки для будущих ремонтных работ, второстепенных площадок;
- обустройство дорог для движения техники не ближе 10 м к оси трубопровода;
- обустройство переездов через трубопровод, оборудованных

					Определение метода ремонта и выбор технологии выборочного ремонта магистральных нефтепроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис.</i>	<i>Дата</i>	Земляные работы при проведении выборочного ремонта магистральных нефтепроводов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разработа</i>	<i>Елизаров</i>						78	139
<i>Руководит</i>	<i>Назаров А. П.</i>					ТПУ гр. 3-2Б21Т		
<i>Зав. каф.</i>	<i>Рылаченко</i>							

- железобетонными дорожными плитами;
- разработка и обустройство ремонтного котлована (траншеи);
- засыпка ремонтного котлована;
- рекультивация земель на месте проведения ремонтных работ и сдача их землепользователям или землевладельцам с оформлением акта.

Земляные работы должны проводиться в соответствии с проектной документацией, ППР и СНиП 3.02.01-87, РД 153-39.4-056-00, ВСН 31-81, РД 39-00147105-015-98, ОР-13.01-45.21.30-КТН-004-2-02.

Перед началом земляных работ необходимо определить, где производить вскрытие трубопровода, определить размеры, произвести разбивку границ котлована (траншеи) по принятым размерам относительно оси трубопровода, определить по исполнительной документации, паспорту на МН, материалам диагностики есть ли на данном участке приварные соединения, их вскрытие необходимо произвести вручную.

Перед началом земляных работ необходимо уточнить и обозначить знаками ось прохождения, глубину заложения ремонтируемого трубопровода, места пересечений с подземными коммуникациями, искусственными и естественными препятствиями, вершины углов поворота. Обозначение трассы производится в границах производства работ (движения техники, вскрытия трубопровода, устройства амбара, прокладки полевого трубопровода) опознавательными знаками в виде щитов с надписями- указателями высотой от 1,5 до 2,0 м от поверхности земли, с указанием фактической глубины заложения, установленными на прямых участках трассы не реже чем через 50 м, а при неровном рельефе – через 25 м.

Местонахождение подземных сооружений других предприятий должны быть обозначены вешками высотой от 1,5 до 2,0 м через каждые 10 м на прямых участках трассы, у всех точек отклонений от прямолинейной оси трассы более чем на 0,5 м, на всех поворотах трассы, а также на границах ручной разработки грунта. В местах пересечения трубопровода с коммуникациями других организаций должен быть установлен знак,

					Технология и организация земляных работ при ремонте без остановки перекачки в обычных грунтовых условиях (I - IV группы грунтов)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		79

содержащий информацию о глубине их залегания. Кроме того, опознавательные знаки устанавливаются в опасных местах (заболоченных, со слабой несущей способностью грунта и т.п.).

В соответствии с СНиП 12-04 -2002 место производства работ должно быть ограждено защитными ограждениями.

В соответствии с проектом и типовыми чертежами должны быть оборудованы проезды через действующий трубопровод и другие коммуникации с применением дорожных плит.

До начала проведения ремонта должна быть подготовлена горизонтальная ремонтная площадка. Размеры площадки определяются габаритами механизмов, условиями их обслуживания. При этом механизмы должны находиться на расстоянии не менее 1 м от края площадки.

При сооружении ремонтной площадки при необходимости следует выполнить мероприятия по отводу поверхностных вод путем сооружения отводной (обводной) канавы, водосборного котлована (траншеи) или защитной дамбы выше ремонтной площадки.

Последовательность работ при разработке котлована (траншеи):

- а) выполнить работы по снятию плодородного слоя почвы бульдозером (при необходимости на участках, подлежащих рекультивации);
- б) вскрыть трубопровод на глубину (Н) от нижней образующей трубопровода для уточнения местоположения дефекта и проведения ДДК;
- в) разработать грунт вручную непосредственно под трубопроводом;
- г) провести контроль заложения откосов, отметок дна и габаритов котлована (траншеи);
- д) оформить акт на выполнение работ.

Толщину плодородного слоя почвы следует уточнять по местоположению дефектных секций на стадии ППР.

Разработка котлована (траншеи) должна осуществляться экскаваторами. Для предотвращения повреждения трубопровода ковшом экскаватора минимальное расстояние между образующей трубопровода и ковшом

					Технология и организация земляных работ при ремонте без остановки перекачки в обычных грунтовых условиях (I - IV группы грунтов)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		80

экскаватора должно быть не менее 0,2 м. Разработку оставшегося грунта следует проводить вручную, не допуская ударов по трубе.

Параметры ремонтного котлована (траншеи):

- длина $A = L + 2,4$ м, где L - длина ремонтной конструкции или заменяемого участка (м), но не менее диаметра трубопровода, при этом расстояние от конца ремонтной конструкции или заменяемого участка до прилегающей торцевой стенки котлована (траншеи) должно быть не менее 1,5 м;

- ширина ремонтного котлована (траншеи) по основанию указана в таблице 7.1, в зависимости от величины откоса;

- расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована (траншеи) при замене участка или установке муфты $H = 0,6\text{м} + S_{щ}$, где $S_{щ}$ - толщина щита на дне котлована (траншеи) при выполнении водопонижения в обводненных грунтах ($S_{щ}=40$ мм);

Таблица 7.1 *Ширина ремонтного котлована (траншеи)*

Откос котлована (траншеи)	Ширина котлована по низу в зависимости от диаметра, в метрах						
	159-325	426	530	720	820	1020	1220
0,25	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,5	3,6
0,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0
0,67	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6
0,75	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,6
0,85	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,4	2,6
1	1,8	1,8	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
1,25	1,7	1,8	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6

Разработка ремонтного котлована (траншеи) без откосов не допускается, при разработке котлована (траншеи) глубиной до 1,5 м должна быть обеспечена крутизна откосов не менее 1:0,25. При разработке котлована (траншеи) глубиной 1,5 м и более крутизна откосов должна соответствовать величинам, указанным в таблице 7.2 [СНиП 12-04-2002, ч.2], в зависимости от состава грунта при уровне грунтовых вод ниже глубины выемки.

Таблица 7.2 Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована (траншеи)

Вид грунта	Глубина траншеи, котлована (траншеи), м					
	до 1,5		от 1,5 до 3,0		от 3,0 до 5,0	
	угол откоса, град.	уклон	угол откоса, град.	уклон	угол откоса, град.	уклон
Насыпной	56	1:0,67	45	1:1,00	38	1:1,25
Песчаные и гравийные	63	1:0,50	45	1:1,00	45	1:1,00
Супесь	76	1:0,25	56	1:0,67	50	1:0,85
Суглинок	76	1:0,25	63	1:0,50	53	1:0,75
Глина	76	1:0,25	76	1:0,25	63	1:0,50
Лессовидный сухой	76	1:0,25	63	1:0,50	63	1:0,50

Примечание - При напластовании различных видов грунта крутизну откосов назначают по наименее устойчивому виду от обрушения откоса.

Размещение отвалов уточняется по месту в пределах полосы временного отвода земель. Запрещается расположение основания отвала вынутаго грунта на расстоянии ближе 1 м от бровки котлована (траншеи).

Недоработка рабочего котлована (траншеи) не допускается. Допускается переработка на величину не более 200 мм.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в акте передачи строительной площадки, необходимо приостановить работу, принять меры по защите обнаруженных коммуникаций от повреждений, поставить в известность эксплуатирующую организацию и вызвать их представителя. Строительно-монтажные работы могут быть продолжены после получения официального разрешения от представителя эксплуатирующей организации.

Для возможности спуска и быстрого выхода работающих, котлован должен оснащаться инвентарными приставными лестницами, шириной не менее 75 см и длиной не менее 1,25 глубины траншеи из расчета по три лестницы на участках траншеи в зоне прямых врезок и две лестницы на участке обводной линии, параллельном трубопроводу.

В ночное время освещение рабочего котлована (траншеи) должно осуществляться прожекторами или светильниками во взрывобезопасном исполнении. Для местного освещения необходимо применять светильники

напряжением не более 12 В. Допускается использовать аккумуляторные фонари, включать и выключать которые следует за пределами взрывоопасной зоны.

После завершения работ по ремонту, восстановления устройств электрохимзащиты производится засыпка котлована (траншеи) минеральным грунтом. Засыпка выполняется бульдозерами, допускается использование экскаваторов.

Запрещается использование плодородного слоя почвы для засыпки котлована (траншеи) после окончания работ.

Последовательность работ при засыпке котлована (траншеи):

- произвести подсыпку грунта под отремонтированный трубопровод и его послойное уплотнение вручную;
- присыпка трубопровода экскаватором мягким разрыхленным грунтом на высоту выше на 0,2 м от верхней образующей трубопровода с послойным уплотнением (в слое присыпки допускается наличие фракций размером до 30 мм в поперечнике до 35 % от объема присыпки);
- засыпать котлован бульдозером;
- спланировать поверхность;
- провести рекультивацию (при необходимости на участках, подлежащих рекультивации).

Запрещается производить засыпку трубы мерзлым и щебенистым грунтом без предварительной подсыпки мягким минеральным грунтом.

На участках, с недостаточным заглублением трубопровода, следует выполнить подсыпку дополнительного грунта в виде валика, обеспечивающего нормативное заглубление трубопровода.

Ширина валика по верху 2 м, заложение откосов 1:1,25.

На участок, подлежащий рекультивации, по окончании ремонтных работ следует нанести и спланировать плодородный слой грунта.

При проведении земляных работ запрещается:

- производить работы без разрешающих документов;

					Технология и организация земляных работ при ремонте без остановки перекачки в обычных грунтовых условиях (I - IV группы грунтов)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		83

- приступать к работам без наличия стабильной двухсторонней связи с диспетчером филиала ОАО МН;
- приступать к земляным работам без присутствия ответственного;
- проезд техники по бровке котлована, траншеи;
- использовать ударный инструмент (кирки, ломы, пневмоинструмент) при обнаружении в местах разработки котлована, траншеи электрокабелей, газопроводов, магистральных трубопроводов.

При работе экскаватора запрещается:

- работа экскаватора на неутрамбованном свеженасыпанному грунте;
- нахождение людей от зоны максимального выдвижения ковша в радиусе 5 метров;
- уходить из кабины экскаватора при приподнятом ковше;
- использовать экскаватор в качестве грузоподъемного устройства;
- передвижение экскаватора с наполненным ковшом.

При работе бульдозера запрещается:

- залезать в кабину движущегося бульдозера;
- выдвигать нож за бровку откоса котлована;
- приближаться гусеницами бульдозера к бровке свежей насыпи ближе 1 м;
- выполнять засыпку трубы мерзлым грунтом без предварительной подсыпки мягким минеральным грунтом (в слое присыпки допускается наличие фракций размером до 30 мм в поперечнике до 35 % от объема присыпки);
- выполнять засыпку без проверки отсутствия в котловане людей.

При перерыве в работе машинист бульдозера должен опустить нож на землю. [7]

7.2 Расчет характеристик ремонтного котлована и объема земляных работ

Длина $A = L + 2,4$ м, где L - длина ремонтной конструкции или заменяемого участка (м), но не менее диаметра трубопровода, при этом расстояние от конца ремонтной конструкции до прилегающей торцевой стенки котлована (траншеи) должно быть не менее 1,5 м. [7]

					Расчет характеристик ремонтного котлована и объема	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		84

$$L_{\text{транш}} = L_{\text{муфты}} + 2 \cdot l_1 = 5,5 + 2 \cdot 1,5 = 8,5, \text{ м}$$

,где l_1 - расстояние от конца ремонтной конструкции до прилегающей торцевой стенки котлована (траншеи)

$L_{\text{муфты}}$ принимаем равной 5,5 м (расчет длины муфты приведен в 9-ой главе).

Ширина ремонтного котлована (траншеи) по основанию указана в таблице 7.1, в зависимости от величины откоса.

Расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована (траншеи) при установке муфты $H = 0,6 \text{ м} + S_{\text{щ}}$, где $S_{\text{щ}}$ - толщина щита на дне котлована (траншеи) при выполнении водопонижения в обводненных грунтах ($S_{\text{щ}}=40$ мм).[7]

$$H = 0,6 \text{ м} + S_{\text{щ}} = 0,6 + 0,04 = 0,64 \text{ м}$$

Глубина траншеи равна:

$$H_{\text{транш}} = H_{\text{заглубл}} + D_{\text{тр}} + H = 1 + 1,22 + 0,64 = 2,86, \text{ м}$$

,где $H_{\text{заглубл}}$ - заглубление трубопровода; $D_{\text{тр}}$ -диаметр трубопровода.

По СНиП 2.05.06-85 заглубление трубопроводов до верха трубы при условном диаметре 1000 мм и более (до 1400 мм) надлежит принимать не менее 1,0, м.

Уклон траншеи выбираем исходя из типа грунта. Для суглинков уклон равен 1:0,5. Ширину ремонтного котлована по низу принимаем равной 3,0 м по таблице 7.1.

Минимальная ширина полосы, с которой снимается плодородный слой почвы, должна равняться ширине траншеи поверху плюс 0,5 м в каждую сторону.[1]

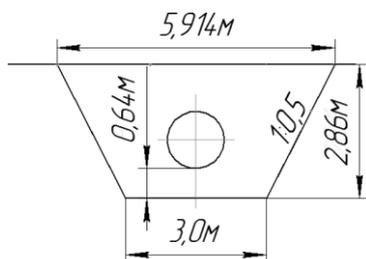


Рис. 7.1. Параметры ремонтного котлована

Площадь снятия плодородного слоя почвы:

$$S_{\text{пл}} = (2l_2 + B) \cdot L_{\text{транш}} = (2 \cdot 0,5 + 5,914) \cdot 8,5 = 58,77, \text{ м}$$

					Расчет характеристик ремонтного котлована и объема	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		85

,где В-ширина траншеи поверху; l_2 -отступ от верхнего края траншеи влево и вправо.

Объем трубопровода в зоне ремонта:

$$V_{\text{тр}} = \pi \cdot r_{\text{тр}}^2 \cdot L_{\text{тр}} = 3,14 \cdot 0,61^2 \cdot 8,5 = 9,93, \text{ м}^3$$

Объем грунта разрабатываемого вручную:

$$V_{\text{вручн}} = (D_{\text{тр}} + 2l_3) \cdot (H_{\text{транш}} - H_{\text{заглуб}} + l_4) \cdot L_{\text{транш}} - V_{\text{тр}} = (1,22 + 2 \cdot 0,2) \cdot (2,86 - 1 + 0,2) \cdot 8,5 - 9,93 = 18,44, \text{ м}^3$$

,где $D_{\text{тр}}$ - диаметр трубопровода; l_4 -расстояние между верхней образующей трубопровода и ковшом экскаватора; $V_{\text{тр}}$ -объем трубопровода; $H_{\text{заглуб}}$ – глубина заглубления трубопровода; l_3 - расстояние между боковой образующей трубопровода и ковшом экскаватора

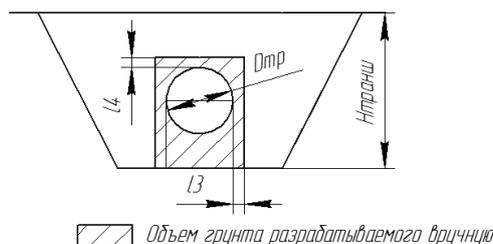


Рис. 7.2. Объем грунта разрабатываемого вручную

Разработка котлована (траншеи) должна осуществляться экскаваторами.

Для предотвращения повреждения трубопровода ковшом экскаватора минимальное расстояние между верхней образующей трубопровода и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,2 м. [7]

Объем грунта подбиваемого под трубопровод:

$$V_{\text{подб}} = D_{\text{тр}} \cdot C \cdot L_{\text{тр}} - \frac{V_{\text{тр}}}{2} = 1,22 \cdot 1,25 \cdot 8,5 - \frac{9,93}{2} = 7,9975 \approx 8, \text{ м}^3$$

,где $D_{\text{тр}}$ - диаметр трубопровода; C – расстояние от дна траншеи до середины трубопровода; $L_{\text{тр}}$ -длина трубопровода; $V_{\text{тр}}$ -объем трубопровода

Объем грунта разрабатываемого механизированным способом:

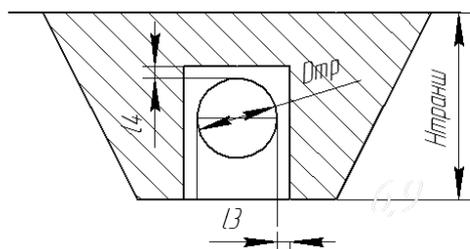
$$V_{\text{мех}} = V_{\text{тр полн}} - (D_{\text{тр}} + 2l_3) \cdot (H_{\text{транш}} - H_{\text{заглуб}} + l_4) \cdot L_{\text{транш}} = \frac{3 + 5,914}{2} \cdot 2,86 \cdot 8,5 -$$

$$(1,22 + 2 \cdot 0,2) \cdot (2,86 - 1 + 0,2) \cdot 8,5 = 108,35 - 28,36 = 79,99 \approx 80, \text{ м}^3$$

,где $D_{\text{тр}}$ - диаметр трубопровода; l_4 -расстояние между верхней образующей трубопровода и ковшом экскаватора; $V_{\text{тр}}$ -объем трубопровода; $H_{\text{заглуб}}$ – глубина заглубления трубопровода;

l_3 - расстояние между боковой образующей трубопровода и ковшом экскаватора; $V_{\text{тр полн}}$ – полный объем траншеи

									Лист
									86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат					



 Объем грунта разрабатываемого механизированно

Рис. 7.3. Объем грунта разрабатываемого механизированно

8. Восстановление изоляционного покрытия ремонтируемого участка трубопровода

Установленные ремонтные конструкции должны быть изолированы от почвенной коррозии защитными покрытиями по своим характеристикам аналогичным основному покрытию трубопровода в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164.

Изоляцию места ремонта трубопровода следует производить после получения заключения о качестве сварки и оформления разрешения на изоляцию.

Изоляционные материалы, используемые для изоляции ремонтных конструкций и восстановления покрытия трубопровода в трассовых условиях, должны отвечать требованиям ТУ и спецификаций на данные материалы и должны быть включены в Реестр ТУ и ПМИ ОАО «АК «Транснефть» (комбинированные полимерно-битумные конструкции, рулонные битумные материалы, термоусаживающиеся ленты).

Хранение и перевозку изоляционных материалов к месту производства работ следует осуществлять в условиях, исключающих их увлажнение, загрязнение и порчу.

Изоляционные покрытия должны наноситься на трубопровод механизированным или ручным способом, обеспечивающим проектную толщину изоляционного слоя и его сплошность.

					Определение метода ремонта и выбор технологии выборочного ремонта магистральных нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис.	Дата				
Разработа	Елизаров				Восстановление изоляционного покрытия ремонтируемого участка трубопровода	Лит	Лист	Листов
Руководит	Назаров Д.Л.						87	139
Зав. каф.	Рудлаченко					ТПУ гр.3-2Б21Т		

Степень подготовки поверхности трубы должна соответствовать требованиям ВСН 008-88 и нормативно-технической документации на применяемый тип изоляционного покрытия.

Задвижки, отводы, тройники и муфты следует изолировать вручную.

Нанесение изоляционного покрытия на влажную поверхность трубопровода не допускается.

Работы по нанесению изоляционного покрытия следует выполнять в одну дневную смену (в светлое время суток). [7]

Технология восстановления защитного покрытия трубопровода с применением полимерно-битумных изоляционных лент, термоусаживающихся материалов (лент или манжет) или полиуретановых покрытий включает следующие последовательно проводимые операции:

- очистка от снега, грязи и других инородных включений;
- нагрев изолируемой зоны до нужной температуры (если в этом есть необходимость);
- очистку ремонтной конструкции и прилегающего участка трубопровода, подлежащего восстановлению, от ржавчины, остатков покрытия, пыли, шлака, капель металла;
- нанесение соответствующего адгезионного праймера (грунтовки);
- нанесение на восстанавливаемый участок защитного покрытия по технологии, принятой для данного вида покрытия и конструкции;
- контроль качества нанесенного защитного покрытия.

Для работ по очистке и изоляции стыков необходимо, чтобы зазор между трубопроводом и поверхностью земли составлял не менее 0,5 м.

Очистка трубопровода под нанесение изоляционного покрытия должна выполняться механическим способом или вручную с помощью средств малой механизации (шлифмашинкой, механическими щетками, пескоструйными агрегатами).

Изолируемая поверхность должна быть осушена и очищена от остатков грунта, старого изоляционного покрытия и продуктов коррозии, неплотно

					Восстановление изоляционного покрытия	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		88

сцепленной с металлом окалины, задигов, брызг металла и шлака пыли, наледи, земли, а также обезжирена от копоти и масла.

Степень очистки металлической поверхности в зоне ремонта для нанесения защитного покрытия на основе термоусаживающихся материалов или полиуретановых покрытий должна быть обеспечена до степени Sa 2,5 в соответствии с требованиями ОТГ-04.00-45.21.30-КТН-002-1-03 и ОТГ-04.00-27.22.00-КТН-006-1-03.

Степень очистки металлической поверхности в зоне ремонта для нанесения изоляционного покрытия на основе полимерно-битумных лент с использованием механической очистки защищаемой поверхности должна быть до степени очистки 3 в соответствии с требованиями ВСН 008-88.

Очистка поверхности узлов врезки и примыкающих участков труб выполняется абразивно-струйным методом. Допускается очистка поверхности вручную.

Контроль степени очистки трубопровода должен проводиться непрерывно визуально.

После очистки, подготовленный к нанесению покрытия, восстанавливаемый участок (поверхность ремонтной конструкции, участок трубы и заводское покрытие, примыкающее к ней) перед нанесением покрытия должны быть сухими и свободными от пыли и других загрязнений.

Изоляционные работы должны проводиться при температуре, указанной в технических условиях по нанесению изоляционного покрытия.

Изоляционные материалы, применяемые для изоляции должны иметь сертификаты, по которым контролируют их соответствие требованиям проекта и нормативным документам.

Нанесение термоусаживающихся лент или манжет (отечественного или зарубежного производства) на ремонтную конструкцию и прилегающую к ней участок трубы должно производиться в соответствии с требованиями соответствующих типовых операционных карт (ТОК), утвержденных ОАО «АК «Транснефть». Величина нахлеста витков изоляционной ленты (при ее

					Восстановление изоляционного покрытия	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		89

спиральной намотке) должна быть в пределах от 4 до 5 см, а при монтаже (усадки) манжеты на манжету «сигаретным» способом - не менее 75 мм.

Толщина полиуретанового покрытия при изоляции ремонтной конструкции и прилегающего участка трубы при его трассовом нанесении должна быть не менее 2,0 мм.

При нанесении рулонных материалов на основе полимерно-битумных лент следует использовать полотно (ленты) шириной от 150 до 225 мм и рулоны весом не более 8 кг для обеспечения плотного прилегания ленты к трубе и ее нормированного натяжения при спиральной намотке.

При выполнении изоляционных работ постоянно должен проводиться контроль качества применяемых материалов, операционный контроль качества изоляционных работ и контроль качества готового покрытия.

После завершения изоляционных работ на восстановленном участке покрытия не допускается наличие гофров, складок, прожогов, мест отслоений покрытия от поверхности трубы. Толщина защитного покрытия на восстановленном участке должна соответствовать нормативным требованиям.

В процессе проведения изоляционных работ должны быть проконтролированы все технологические операции по нанесению защитного покрытия.

Приемо-сдаточными параметрами качества нанесенного защитного покрытия должны быть: внешний вид покрытия; толщина покрытия; нахлест витков ленты при спиральной намотке или нахлест манжет при их усадке; адгезия покрытия к трубе; сплошность покрытия.

Значения контролируемых параметров качества должны соответствовать требованиям нормативов. При их несоответствии участок должен быть переизолирован.

Диэлектрическая сплошность нанесенного (или восстановленного) защитного покрытия, определенная искровым дефектоскопом, должна быть не менее 5 кВ на 1 мм его толщины.

					Восстановление изоляционного покрытия	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Толщину защитных покрытий необходимо контролировать при помощи толщиномеров.

Адгезию защитного покрытия для рулонно-битумных покрытий следует контролировать адгезиметром типа AP-1, для битумных покрытий – адгезиметром CM-1 или вырезом треугольника с углом около 60 градусов и сторонами от 3 до 5 см с последующим снятием покрытия ножом от вершины угла подреза.

Сплошность покрытия следует контролировать визуально в процессе и после окончания работ искровым дефектоскопом с погрешностью измерения $\pm 5\%$. Контролю на сплошность подлежит вся заизолированная поверхность.[7]

					Восстановление изоляционного покрытия	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

9. Расчетная часть

9.1 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость

Расчет толщины стенки трубопровода

9.2 Гидравлический расчет нефтепровода

9.3 Выбор ремонтной конструкции

9.4 Расчет необходимости снижения технологических параметров перекачки

					Определение метода ремонта и выбор технологии выборочного ремонта магистральных нефтепроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разработа</i>	<i>Елизаров</i>				Расчетная часть	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руководит</i>	<i>Назаров А Л</i>						92	139
<i>Зав каф</i>	<i>Дулацанко</i>					ТПУ гр. 3-2Б21Т		

10. Экономическая часть. Расчет стоимости ремонта, затрат времени, количества техники и ремонтного персонала необходимого для проведения ремонта методом установки муфты П1

Расчет затрат времени на проведение основных операций:

Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляционного покрытия.

В соответствии с РД-75-180-00-КТН-164-06 для проведения данной операции нам требуется один человек. Учитывая то, что предполагается установка двухсекционной муфты, считаю необходимым увеличить количество рабочих при проведении данной операции до двух человек. Данное действие позволит нам сохранить рекомендованный темп работ.

Дробеструйная обработка поверхности трубопровода и муфт .

Площадь трубопровода, которую необходимо подвергнуть дробеструйной обработке равна:

$$S_{тр} = 2\pi r_{тр} (L_{муфты} + 2 \cdot l_y) = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,61 \cdot (5,5 + 2 \cdot 0,15) = 22,22, \text{ м}^2$$

,где $r_{тр}$ -радиус трубопровода $L_{муфты}$ -длина муфты; r - радиус трубопровода; l_y - переработка при очистке, т.к. длина участка абразивной обработки должна быть равна длине муфты плюс 100 - 150 мм с каждой стороны. [РД-23.040.00-КТН-386-09]

Время необходимое для дробеструйной обработки трубопровода:

$$T_{обртт} = t \cdot S_{тр} = 0,25 \cdot 22,22 = 5,555, \text{ ч}$$

где t -норматив времени для дробеструйной обработка поверхности трубопровода в зоне ремонта.

Площадь муфты, которую необходимо подвергнуть дробеструйной об работе равна:

$$S_{муфты} = 2\pi r_m L_{муфты} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,631 \cdot 5,5 = 21,8, \text{ м}^2$$

,где r_m -радиус муфты; $L_{муфты}$ - длина муфты.

					Определение метода ремонта и выбор технологии выборочного ремонта магистральных нефтепроводов		
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разработа</i>	<i>Елизаров</i>					<i>Лит</i>	<i>Лист</i>
<i>Руководит</i>	<i>Назаров Д Л</i>						<i>Листов</i>
<i>Зав каф</i>	<i>Вулаценко</i>						
					Экономическая часть		
						ТПУ гр. 3-2521Т	

Время необходимое для дробеструйной обработки муфты:

$$T_{\text{обрм}} = t \cdot S_{\text{муфты}} = 0,25 \cdot 21,8 = 5,45, \text{ ч}$$

где t-норматив времени дробеструйной обработки муфты.

Монтаж ремонтной конструкции на трубопроводе перед сваркой. В соответствии с РД-75-180-00-КТН-164-06 для проведения данной операции нам требуется два-четыре человека.

Нормы времени выбраны по РД-75-180-00-КТН-164-06 для ремонта трубопровода Ø1220 мм.

Таблица 10.1 *Затраты времени на проведение ремонта*

Основные операции ремонта	Ед. изм.	Норма времени ¹ , t	Затраты времени Всего, ч
Определение дефекта на местности	ч	1	1
Вскрытие нефтепровода	ч	2	2
Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляционного покрытия (Два человека) ²	ч	1,5	1,5
Проведение ДДК (Два человек)	ч	1,1	1,1
Подготовка оборудования для дробеструйной обработки (Два человека)	ч	0,33	0,33
Дробеструйная обработка поверхности трубопровода в зоне ремонта (Два человека)	ч/м ²	0,25	5,555
Дробеструйная обработка внутренних поверхностей ремонтных полумуфт до требуемого качества (Два человека)	ч/м ²	0,25	5,45
Проверка размеров муфты (Один человек)	ч	0,17	0,34
Проверка размеров трубы и дефекта (Один человек)	ч	0,17	0,17
Монтаж ремонтной конструкции на трубопроводе перед сваркой (Четыре человека)	ч	0,5	1
Сварка. Толщина стенки 12 мм	ч/м	1,33	6,35
Регулировка величины установленных зазоров между трубой и муфтой и проверка овальности (Два человека)	ч	0,25	0,25

¹ Затраты времени при монтаже односекционной муфты

² Количество человек в скобках указано с учетом монтажа составной муфты.

					Лист
					109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	

Расчет необходимого количества герметика и композитного состава (Один человек)	ч	0,15	0,15
Приготовление герметика (4:12) и герметизация краев кольцевого зазора (Три человека)	ч	0,12	0,12
Затвердевание герметика	ч	1	1
Приготовление 120 литров композитного состава в трех механических миксерах (Девять человек)	ч	0,08 ³	0,32
Загрузка в три насоса и закачка 120 литров композитного состава (Девять человек)	ч	0,07	0,28
Заключительные операции по закачке (пережим шлангов и т.д.) (Четыре человека)	ч	0,08	0,08
Затвердевания композитного состава	ч	24	24
Очистка оборудования (Вся бригада)	ч	0,25	0,25
Упаковка оборудования (Вся бригада)	ч	0,75	0,75
Подготовка ремонтной конструкции к заключительному контролю (обрезка и зашлифовка фитингов) (один человек)	ч	0,5	1
Проведение заключительного контроля качества ремонтной конструкции (Два человека)	ч	0,15	0,15
Восстановление изоляции	ч	1,25	1,25
Контроль изоляции	ч	0,5	0,5
Обратная засыпка ремонтного котлована	ч	1	1

Принимая во внимание большой диаметр трубопровода принимаем в работу четырех человек. Сначала будем производить монтаж муфты длиной 3500 мм, затем монтаж муфты длиной 2000мм, так как одновременный монтаж муфт невозможен. Следовательно норматив времени будет превышен в 2 раза и время установки муфт составит один час.

Сварочные работы. После выполнения общей сборки и прихватки друг к другу всех входящих в составную муфту элементов в первую очередь выполняется сварка кольцевого шва.[15]. Сварку кольцевого стыка будут проводить одновременно два сварщика.

Длина кольцевого шва равна:

$$L_{\text{швак}} = 2\pi r_{\text{м}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,643 = 4,04, \text{ м}$$

,где r-внешний радиус муфты; наружный диаметр муфты равен 1286 мм.

³ Время необходимое для приготовления 40 л состава в одном миксере

					Расчет стоимости ремонта, затрат времени, количества	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		110

Время необходимое для сварки кольцевого шва:

$$T_{\text{свк}} = \frac{t \cdot L_{\text{швак}}}{n_{\text{св}}} = \frac{1,33 \cdot 4,04}{2} = 2,69, \text{ч}$$

где t-норматив времени сварки одного метра шва; $n_{\text{св}}$ - количество сварщиков.

Сварка продольных швов полумуфт должна проводиться одновременно с обеих сторон минимум двумя сварщиками. [15]. Примем к работе четырех сварщиков.

Длина продольных швов равна:

$$L_{\text{швап}} = 2 \cdot L_{\text{муфты}} = 2 \cdot 5,5 = 11, \text{ м}$$

Время необходимое для сварки продольных швов:

$$T_{\text{свп}} = \frac{t \cdot L_{\text{швап}}}{n_{\text{св}}} = \frac{1,33 \cdot 11}{4} = 3,66, \text{ч}$$

, где t-норматив времени сварки одного метра шва; $n_{\text{св}}$ - количество сварщиков.

$$T_{\text{общ}} = T_{\text{свк}} + T_{\text{свп}} = 2,69 + 3,66 = 6,35, \text{ч}$$

Регулировка величины установленных зазоров между трубой и муфтой и проверка овальности. В соответствии с РД-75-180-00-КТН-164-06 для проведения данной операции нам требуется один человек. Исходя из числа муфт и длины составной муфты примем в работу двух человек, что позволит нам сохранить рекомендованный темп работ.

Приготовление и закачка композитного состава. Операция по заполнению композитным составом кольцевого зазора является критической, потому что композитный состав имеет время первоначального затвердевания 30 минут. Идеальное время для заполнения кольцевого зазора составляет 15 минут. [14]

Таблица 10.2

Количество композитного состава [14]

D _н , мм/ΔR, мм	Длина муфты, мм					
	1000	1500	2000	2500	3000	3500
530/15	24,4	37,2	50	62,9	75,7	88,6

					Расчет стоимости ремонта, затрат времени, количества	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		111

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

Объем закачиваемого состава равен:

$$V = V_{2000} + V_{3500} = 159,6 + 282,3 = 441,9, \text{ л}$$

, где V_{2000} - объем композитного состава необходимого для заполнения муфты длиной 2000мм; V_{3500} - объем композитного состава необходимого для заполнения муфты длиной 3500мм.

Используя три насоса и три миксера, мы произведем закачку без нарушения технологии ремонта. Для обеспечения работы одного миксера необходимо трое рабочих. Один миксер рассчитан на приготовление 40 литров состава.

Число циклов приготовления композитного зачатки состава:

$$N_{\text{циклов}} = \frac{V}{40 \cdot n} = \frac{441,9}{40 \cdot 3} = 3,6825 \approx 4$$

, где n- количество миксеров.

Время необходимое для приготовления композитного состава:

$$T_{\text{комп}} = N_{\text{циклов}} \cdot t = 4 \cdot 0,08 = 0,32, \text{ ч} \approx 19,2, \text{ мин}$$

где t-норматив времени для приготовления композитного состава.

Число циклов зачатки композитного состава:

$$N_{\text{циклов}} = \frac{V}{40 \cdot n_{\text{м}}} = \frac{441,9}{40 \cdot 3} = 3,6825 \approx 4$$

где n- количество насосов.

Время необходимое для зачатки композитного состава:

$$T_{\text{комп}} = N_{\text{циклов}} \cdot t = 4 \cdot 0,07 = 0,28, \text{ ч} \approx 16,8, \text{ мин}$$

где t-норматив времени для зачатки композитного состава.

Заключительные операции по зачатке. В соответствии с РД-75-180-00-КТН-164-06 для проведения данной операции нам требуется два человека.

					Расчет стоимости ремонта, затрат времени, количества	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		112

Исходя из числа муфт и длины составной муфты примем в работу четырех человек, что позволит нам сохранить рекомендованный темп работ.

Расчет стоимости работ.

Локальный сметный расчет на ремонт данного дефекта представлен в приложении А.

Таблица 10.3 *Распределение затрат*

Статья затрат	Стоимость, руб
Материалы	523073
Земляные работы	23422
Демонтажные работы	6569
Монтажные работы	536653
Итого	1089717

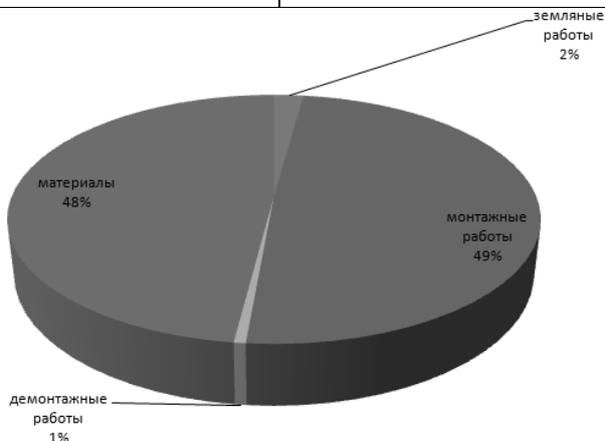


Рис. 9.1. Распределение затрат

Проведение ремонтных работ планируется с 8.00 13.07.2010 до 13.00 16.07.2010. Снижение технологических параметров перекачки или остановка перекачки на период ремонта не планируется. Перекачка будет вестись в штатном режиме. С 13.07.2010 по 14.07.2010 включительно вводится 12-ти часовой рабочий день с 8.00 до 21.00. Перерыв на обед с 13.00 до 14.00. На графике Ганта не отображено время обеда 14.07, так как сварочные работы будут вестись без перерыва. Также не отображено время обеда 15.07, что связано с непрерывность затвердевания композитного состава. В течении времени затвердевания композитного состава на участке ремонта находятся 4 человека, осуществляющие контроль за температурой при которой происходит затвердевание композитного состава. При необходимости включаются тепловые пушки. На проведение всех технологических операций требуется 49

часов. Стоимость проведения ремонта в ценах 2-го квартала 2008 года составляет 1089717 рублей. В результате проведения данного ремонта повысится эксплуатационная надежность участка нефтепровода и исключается возможность возникновения аварии.

Таблица 10.4 Потребность в строительных кадрах

Наименование	Разряд	Количество во человек
<i>Инженерно-технический персонал</i>		
Мастер		1
Геодезист		1
Дефектоскопист	6	2
Изолировщик		2
Электросварщик	6	4
Машинист экскаватора	6	1
Машинист бульдозера	6	1
Машинист дизельной электростанции	3	1
Машинист электросварочного агрегата	3	1
Водитель		7
Слесарь-ремонтник	5	7
Машинист автокрана		1
Инженер-		1
ИТОГО		30

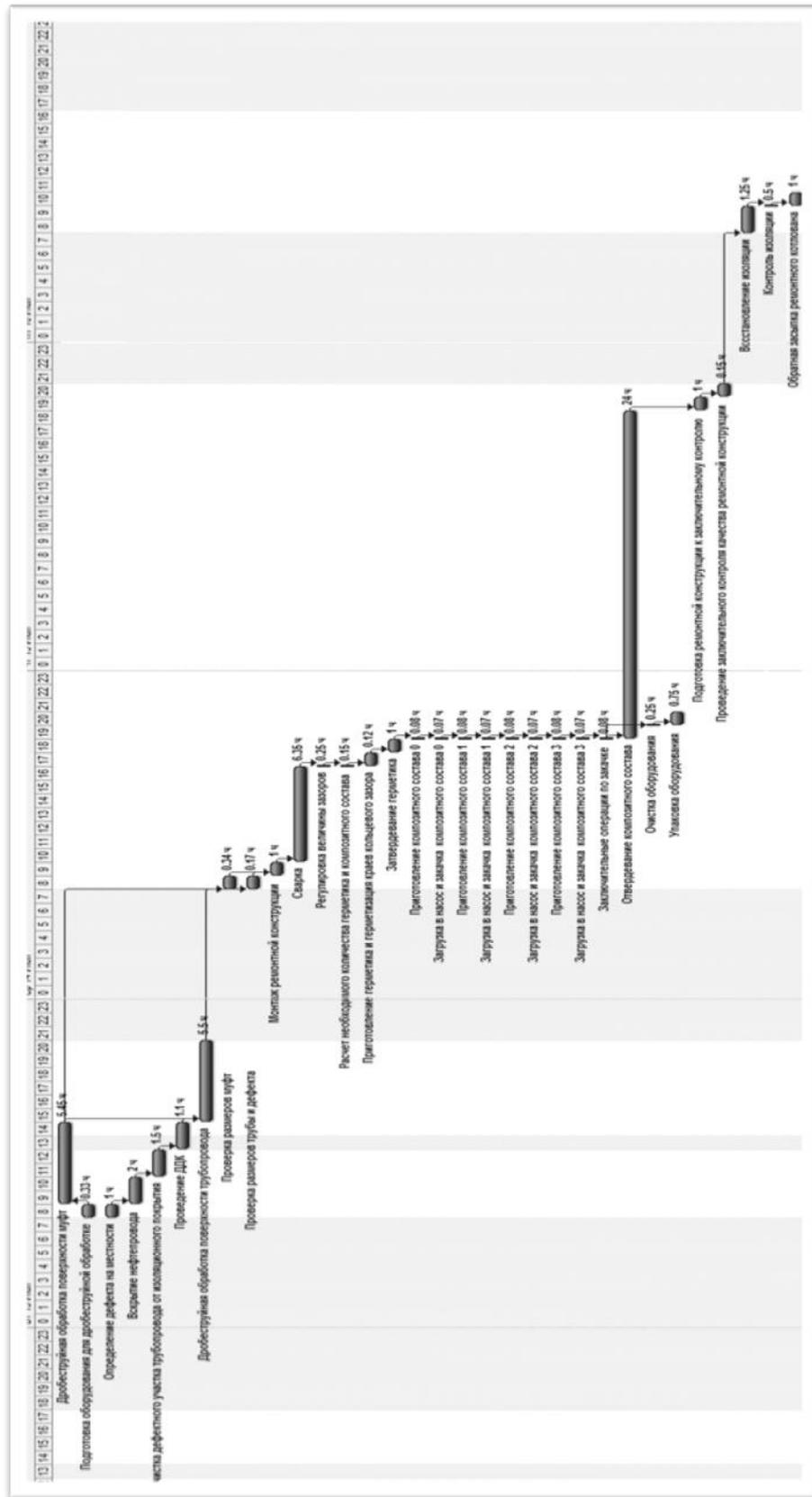


Рис 9.2. Колендарный график выполнения работ (график Ганта)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Расчет стоимости ремонта, затрат времени, количества	Лист
						115

Наименование работ	Единицы измерения	Метод ремонта
		П1
Подготовительные работы		
Отвод земель во временное пользование	га	0,114
Строительная площадка	м ²	1140,0
Уточнение значений глубины залегания трубопровода	м	10
Устройство временных переездов	шт.	1
Уточнение местоположения дефекта на трубопроводе	м	5
Земляные работы		
Устройство рабочего котлована		
Разработка рабочего котлована одноковшовым экскаватором в отвал (объем ковша 1 м ³). пересечённая, суглинок	м ³	80,0
Разработка рабочего котлована вручную, суглинок	м ³	18,45
Засыпка рабочего котлована с подбивкой вручную, суглинок	м ³	8
Обратная засыпка рабочего котлована бульдозером с предварительным рыхлением (мощностью 118 кВт)., суглинок	м ³	72
Работа насоса для откачки воды из котлована	маш./ч	48
Укладка и демонтаж деревянных щитов (1,5x2 м) на дно котлована	шт./м ²	6/18,0
Устройство ограждений котлована:		
- забивка деревянных кольев (h=1,5 м через 3 м)	шт.	14
- монтаж сигнальной ленты	м	32,00
Демонтажные работы		
Очистка дефектного участка от изоляции вручную щетками и средствами малой механизации	м/м ²	5,8/22,2 2
Вывоз снятой изоляции (масса/расстояние)	т/км	0,075/4 0
Монтажно-изоляционные работы при выборочном ремонте для монтажа ремонтной конструкции П1		
Монтаж ремонтной конструкции П1, длиной	мм	3500
Измерение толщины металла трубопровода (ультразвуковым толщиномером через каждые 50 мм) (ДДК)	кол.изм.	4
Визуальный контроль муфты	шт.	1
Обезжиривание поверхности	м ²	27,85
Дробеструйная обработка наружной поверхности трубы и	м ²	27,85

					Расчет стоимости ремонта, затрат времени, количества	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		116

внутренней поверхности полумуфт		
Ультразвуковой контроль толщины стенки муфты	м	7,0
Шлифовка до металлического блеска кромок и прилегающих к ним наружной и внутренней поверхности муфты	м ²	0,73
Зачистка поверхности сварного шва (вертикальное положение)	м шва	4,0
Установка муфты		
- работа автокраном при установке муфты	маш. /ч	1,75
- установка полумуфт	шт.	2
- сварка продольных швов муфт	м	7
- ультразвуковой контроль качества сварки продольных швов муфты	м	7
Монтаж ремонтной конструкции П1, длиной		
	мм	2000
Измерение толщины металла трубопровода (ультразвуковым толщиномером через каждые 50 мм) (ДДК) (Заказчик)	кол.изм.	4
Визуальный контроль муфты	шт.	1
Обезжиривание поверхности	м ²	16,16
Дробеструйная обработка наружной поверхности трубы и внутренней поверхности полумуфт	м ²	16,16
Ультразвуковой контроль толщины стенки муфты	м	4
Шлифовка до металлического блеска кромок и прилегающих к ним наружной и внутренней поверхности муфты	м ²	0,42
Зачистка поверхности сварного шва (вертикальное положение)	м шва	4,0
Установка муфты		
- работа автокраном при установке муфты	маш. /ч	1
- установка полумуфт	шт.	2
- сварка продольных швов муфт	м	4
- ультразвуковой контроль качества сварки продольных швов муфты	м	4
Сварка поперечного стыка муфт		
Зачистка кромок стыкуемых муфт с внутренней и внешней сторон до металлического блеска	м ²	0,20
Сварка кольцевого шва муфт	м	4,04
Визуальный контроль кольцевого сварного шва	м	4,04
Ультразвуковой контроль качества сварки кольцевого шва	м	4,04
- приготовление герметика и герметизация торцов муфты	т	0,0092

					Расчет стоимости ремонта, затрат времени, количества	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		117

- приготовление композитного состава	л	442
- заполнение внутреннего объема муфты композитным составом	л	442
Изоляция отремонтированного участка вручную	м/м ²	6,8/27,2
Контроль качества изоляции		
- определение толщины покрытия толщиномером	замер	4
- определение сплошности покрытия искровым дефектоскопом	м ²	27,2
Рекультивация земель		
Планировка строительной площадки после окончания работ	м ²	1140,0

Таблица 10.6 Численность основных строительных машин и механизмов

Машины и механизмы	Марка	Количество
Экскаватор	емкость 1 м ³	1
Бульдозер	мощность 118 кВт	1
Трал для перевозки гусеничной техники	г/п до 40 т	1
Трассоискатель	КИ- 4П	1
Штангенциркуль с глубиномером	ШЦ-1-125-0,1	1
Толщиномер ультразвуковой	Cygnus1	1
Мерная линейка	до 1000 мм	1
Рулетка	33-203	1
Ультразвуковой дефектоскоп	«Скаруч»/УД2-12	1
Кран монтажный		1
Сварочный агрегат двухпостовой техники	АДД 2х2501В	2
Вахтовая		1
Бортовая машина	г/п 10 т	2
Автоцистерна для питьевой воды		1
Электростанция	ДЭС-100	1
Автозаправщик на базе а/м ЗИЛ		1
Ручная шлифовальная машинка		2
Углошлифовальная машинка		2
Печь для прокали электродов		1
Металлическая щетка		2
Дробеструйная установка (комплект)	2040 NC	1
Нагнетательный насос		3

					Расчет стоимости ремонта, затрат времени, количества	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		118

Укрытие палаточного типа		3
Механический миксер		3
Термоконтейнер передвижной		3
Теплогенератор		4
Термопенал		2
Газовая горелка		2
Звенные центраторы	ЦЗН-1262	8
Насос «Гном»	16/16	3
Пожарная автоцистерна (с объемом воды 2,0 м ³ и пенообразователем)		1

					Расчет стоимости ремонта, затрат времени, количества	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		119

Таблица 6.1

Наименование запроектированных видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
<p>Подготовительные работы: 1. Земляные работы;</p> <p>Основные работы: 1. Очистка трубы от старой изоляции; 2. Восстановление стенки трубы 3. Подготовка поверхности трубы под изоляцию; 4. Нанесение изоляционного покрытия.</p> <p>Завершающие работы: 1. Засыпка траншеи; 2. Рекультивация почвы.</p>	<p>1. Отклонение параметров климата на открытом воздухе; 2. Повышенный уровень шума;</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования 2. Утечки таксичных и вредных веществ в атмосферу 3. Повышенный уровень ультрафиолетовой радиации 4. Повышенный уровень инфракрасной радиации 5. Поражение электрическим током 6. Пожароопасность 7. Взрывоопасность*</p>	<p>ГОСТ 12.1.005-88 [13]; ГОСТ 12.1.003-83 [11]; СНиП П-12-77 [31]; ГОСТ 12.2.003-91 [17]; ГОСТ 12.1.007-76 [14].</p>

*Примечание: Пожароопасность и взрывоопасность описана в п.6.3.1 как ЧС

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления [1].

					Анализ вредных производственных факторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		121

При выполнении ремонтных работ по устранению дефектов нефтепровода оборудования размещено на открытых площадках. Обслуживающему персоналу приходится работать при воздействии солнечных лучей, сильном ветре, при атмосферных осадках, в условиях низких и высоких температур от минус 30°С до плюс 40°С.

Профилактика перегрева осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Работы на открытом воздухе в Томской области приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях[13]:

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

Вывод: при работе на открытом воздухе необходимо иметь соответствующие погодным условиям спецодежду.

2. Повышенный уровень шума

Источниками шума являются работающие механизмами и агрегаты.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и на нервную систему.

Допустимый эквивалентный уровень шума не влияющий на органы слуха 80дБ.

Основные методы борьбы с шумом [6]:
 снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
 снижение шума на пути распространения звука;
 средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
 использование средств автоматики для управления технологическими процессами;
 соблюдение режима труда и отдыха.

Вывод: при работе в зоне повышенного шума необходимо иметь средства для защиты слуха - плотно прилегающие наушники.

3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

При ремонте газопровода образуются газы, что может привести к отравлению рабочих [2].

Перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором АНТ-2М проверяется уровень загазованности воздушной среды. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно таблице 6.3. Работа разрешается только после устранения опасных условий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости - обеспечить принудительную вентиляцию.

Таблица 6.3

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [14]

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300
Керосин (в пересчете на углерод)	300
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅	3
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300

Стирол	5
Перексид метилэтилкетона	5
Аэросил	1
Дибутилфталат	0,5
Метилэтилкетон	0,2
Диметиланилин	0,003
Перексид изопропилбензола	0,02
Ненасыщенная полиэфирная смола	6
Хлористый бензол	0,005
Амиловый спирт	0,002

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека [3].

1. Движущиеся машины и механизмы(Экскаваторы, бульдозеры)

В полевых условиях при ремонте трубопровода возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с объектами большого веса. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности при проведении подготовительных и основных работ [10].

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к проведению работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно – гигиенических норм.

До начала работ следует:

- оформить наряды – допуска на проведение огневых работ и работ повышенной опасности. Земляные работы, перевозка и транспортировка техники в охранной зоне нефтепровода, сварочно-монтажные работы, изоляционные работы, засыпка котлована;

- провести внеочередной инструктаж всем членам бригады по безопасным методам и приёмам ведения газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво- и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в Журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске.

- Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным Планом производства работ до начала работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе;

- до начала работ установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

- после доставки и расстановки всё электрооборудование, жилые вагоны, электрические аппараты следует заземлить;

- проверить взрывозащиту и изоляцию применяемого оборудования.

На весь период работ:

- в зоне производства работ организовать места для приема пищи, отдыха и санитарно – гигиенические зоны. Жилой городок расположить на расстоянии не менее 100 м от места производства работ;

- при сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями;

всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения;

					Анализ вредных производственных факторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		125

- проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.)

Вывод: при работе в зоне движения машин и механизмов необходимо проявлять повышенную бдительность, и быть полностью ознакомленным с правилами безопасности и не допускать людей к работе, не прошедших соответствующего инструктажа.

2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков.

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов.

Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы - для защиты от газов и вредных паров.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

Фильтрующие - при содержании кислорода в воздухе свыше 19 %. Обслуживающий персонал установки обеспечивается противогазами с марками коробок БКФ, возможно применение коробок марки «А».

Шланговые - применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20 % при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5 % об.). Применение шланговых противогазов обязательно при проведении работ внутри аппаратов, резервуаров и другой аналогичной закрытой аппаратуры.

Вывод: при работе в зоне возможных выбросов вредных веществ и газов, необходимо всегда при себе иметь индивидуальные средства защиты дыхания.

					Анализ вредных производственных факторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		126

3. Повышенный уровень ультрафиолетовой радиации

Для производственных источников УФ-излучения разработаны нормативы допустимой облученности (см. табл. 6.1.1) в областях УФ-А, УФ-В и УФ-С для лиц, работающих в защитной спецодежде с площадью открытых участков кожи до 0,2 м² при обязательной защите глаз в соответствии с ГОСТ 12.4.080—79 сСБТ. Светофильтры стеклянные для защиты глаз от вредных излучений на производстве», если излучение действует более 50% рабочей смены. Однако отсутствует нормирование допустимых значений энергетической экспозиции, не решены вопросы нормирования излучения для профессий с прерывистым характером воздействия фактора, с различной продолжительностью облучения в течение рабочего дня.

Измерения уровня УФ-излучения производятся методами и приборами энергетической фотометрии (радиометрами, спектрометриями).

Вывод: к работам такого вида допускаются работники, прошедшие соответствующее обучение, имеющие спецодежду и средства защиты глаз от ультрафиолета. Без этих средств защиты к работе не допускаются.

4. Поражение электрическим током

Работа с электрическим током требует особой осторожности: электрический ток поражает внезапно, когда человек оказывается включенным в цепь прохождения тока.

Причины поражения электрическим током:

- прикосновение к токоведущим частям, оголенным проводам, контактам электроприборов, рубильников, ламповых патронов, предохранителей, находящихся под напряжением;
- прикосновение к частям электрооборудования, металлическим конструкциям сооружений и т.п., в обычном состоянии не находящихся, но в результате повреждения (пробоя) изоляции оказавшихся под напряжением:

					Анализ вредных производственных факторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		127

- нахождение вблизи места соединения с землей оборванного провода электросети;
- нахождение в непосредственной близости от токоведущих частей, находящихся под напряжением выше 1000 В;
- прикосновение к токоведущей части и мокрой стене или металлической конструкции, соединенной с землей;
- одновременное прикосновение к двум проводам или другим токоведущим частям, которые находятся под напряжением;
- несогласованные и ошибочные действия персонала (подача напряжения на установку, где работают люди; оставление установки под напряжением без надзора; допуск к работам на отключенном электрооборудовании без проверки отсутствия напряжения и т.д.).

Опасность поражения электрическим током отличается от других производственных опасностей тем, что человек не в состоянии без специальных приборов обнаружить ее на расстоянии. Часто эта опасность обнаруживается слишком поздно, когда человек уже оказался под напряжением.

Для защиты от поражения электрическим током при прикосновении к частям электрооборудования, нормально не находящимся под напряжением, но могущими оказаться под напряжением при повреждении изоляции или по другим причинам, применяют:

- защитные средства (резиновые перчатки, галоши, коврики...),
- заземление,
- зануление,
- защитное отключение...

Вывод: для предотвращения поражения электрическим током необходимо иметь соответствующую спец одежду и квалификацию, при наличии которой, рабочий будет допущен к работе с данным оборудованием.

11.2 Экологическая безопасность

При выполнении ремонтных работ на линейной части нефтепровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия

					Анализ вредных производственных факторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		128

землепользования, установленные законодательством по охране природы, СНиП 12-01-2004, СНиП III-42-80*, ВСН 012-88 (глава 9), и другими нормативными документами.

Перед началом производства работ следует выполнить следующие работы:

- оформить в природоохранных органах все разрешения, согласования и лицензии, необходимые для производства работ по данному объекту;
- заключить договора со специализированными организациями на сдачу отходов, нефтезагрязненного грунта, сточных вод образующихся в процессе производства работ;
- оборудовать места временного размещения отходов в соответствии с нормативными требованиями.

При организации ремонта необходимо осуществлять мероприятия и работы по охране окружающей среды, которые должны включать предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение попадания загрязняющих веществ в почву, водоемы и атмосферу.

Виды воздействий на природную среду в период ремонтных работ:

- Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ;
- Выбросы при производстве изоляционных работ;
- Образование и размещение отходов, образующихся при ремонте.

Перед началом работ необходимо обеспечить наличие отвода земельного участка. С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли.

Для снижения воздействия на поверхность земель предусмотрены следующие мероприятия:

- минимально необходимые размеры котлована;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;

					Экологическая безопасность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		129

- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;

- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;

- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

Загрязнение атмосферного воздуха в период ремонтных работ происходит за счет неорганизованных выбросов и является кратковременным.

К загрязняющим веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб, выполнении изоляционных работ.

Мероприятия направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- осуществлять периодический контроль за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах;

- для уменьшения выбросов ЗВ от автотранспорта необходимо в период ремонтных работ обеспечить контроль топливной системы механизмов и системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание;

- допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызывать загорание естественной растительности.

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер.

Производственные и бытовые стоки, образующиеся на строительной площадке, должны очищаться и обезвреживаться в порядке, предусмотренном проектом организации строительства и проектами производства работ.

Сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены в состояние, пригодное для использования по назначению и сданы землепользователю.

По окончании ремонтных работ должна быть проведена рекультивация нарушенных земель согласно РД 39-00147105-006-97.

					Экологическая безопасность	Лист
						130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

При невозможности восстановления коренной растительности необходимо создать ее искусственные формы посевом быстрорастущих видов трав с развитой корневой системой.

Природовосстановительные работы считаются законченными, если отсутствуют:

- участки с невозстановленным растительным покровом;
- места, загрязненные нефтью, горюче-смазочными материалами, строительными и бытовыми отходами;
- места разрушения естественного ландшафта.

Все образовавшиеся отходы производства, при выполнении работ (огарки сварочных электродов, окалину, абразивный материал, ТБО, снятую гидроизоляцию труб, загрязненную ветошь, промывочные растворы, остатки композиционных материалов и упаковки) собрать и разместить в контейнеры для временного хранения и дальнейшей утилизации в соответствии с требованиями РД 153-39.4-115-01[5].

11.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

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

- паводковые 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;

					Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		131

- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией .).

Пожарная и взрывная безопасность

При обеспечении пожарной безопасности ремонтных работ следует руководствоваться ППБ 01-03 [7], РД-13.220.00-КТН-367-06 [8] и другими утвержденными в установленном порядке региональными СНиП, НД, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

- асбестовое полотно размеров 2х2 м – 2 шт.;
- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты – 2 шт.;
- ведра – 2 шт.;
- топор, лом – по 1 шт.

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

Вся передвижная техника в охранной зоне МГ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10 (каждая единица техники).

					Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Лист
						132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

В помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны.

Приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим, в том числе:

- определены места и допустимое количество одновременно находящихся в помещениях материалов;
- установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончании рабочего дня;
- регламентированы: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы, действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

Руководитель работ по ремонту нефтепровода должен совместно с работниками пожарной охраны определить места установки противопожарного оборудования и обеспечить необходимым противопожарным инвентарем.

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

Применение в процессах производства материалов и веществ с неустановленными показателями их пожаро-взрывоопасности или не имеющих сертификатов, а также их хранение совместно с другими материалами и веществами не допускается.

Объект необходимо обеспечить прямой связью с ближайшим подразделением пожарной охраны или оператором НПС.

Спецодежда лиц, работающих с маслами, лаками, красками должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах.

					Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		133

При работе категорически запрещается курить на рабочем месте.

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

В случае возникновения пожара использовать пенные, порошковые, углекислотные огнетушители или приспособления для распыления воды.

Меры пожарной безопасности при проживании в полевом городке и на месте производства работ

Все проживающие в вагонах-домиках обязаны ознакомиться с инструкцией о мерах пожарной безопасности, которая вывешивается в каждом вагоне на видном месте.

На территории полевого городка должно быть выделено место для курения, согласованное с пожарной охраной или с лицом, ответственным за пожарную безопасность городка, обозначенное табличкой с надписью: “Место для курения” и оборудованное емкостью с водой.

Каждый вагон-домик должен быть укомплектован первичными средствами пожаротушения, согласно нормам.

При эксплуатации электронагревателя, установленного в вагоне-домике, необходимо соблюдение следующих мер безопасности:

- перед началом работы бак полностью залить водой;
- проверить плотность соединений (подтекание воды не допускается).

На территории полевого городка и в вагоне-домике запрещается:

- загромождать проезды, подъезды, разрывы между вагончиками материалами, оборудованием, механизмами и т.п.;
- оставлять на открытых площадках баллоны со сжатым и сжиженным газом, емкости с ЛВЖ и ГЖ;
- разводить костры, применять открытый огонь;
- в вагонах-домиках загромождать основные и запасные эвакуационные выходы, хранить в помещениях взрывчатые вещества, ЛВЖ и ГЖ;
- применять самодельные нагревательные приборы;
- пользоваться электропроводкой с поврежденной изоляцией;

					Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		134

- применять самодельные плавкие вставки;
- оставлять без присмотра включенные в сеть электроприборы;
- эксплуатировать электро-водонагреватели со снятым защитным колпаком;
- осматривать и ремонтировать бытовые электроприборы под напряжением;
- применять для освещения свечи и другие источники огня;
- включать в сеть бытовые электроприемники без штепсельного соединения заводского изготовления;
- сушить спецодежду и другие СИЗ на поверхности нагревательных приборов;
- перегружать электросеть свыше установленной мощности (более 10 кВт).

Меры пожарной безопасности при выполнении земляных работ

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов, должны выполняться с применением инструмента, не дающего искр, в соответствующей спецодежде и спецобуви, не имеющей металлических подков.

Место проведения газоопасной работ должно быть обозначено (ограждено), а при необходимости выставлены посты с целью исключения пребывания посторонних лиц в опасной зоне.

Меры пожарной безопасности при производстве изоляционных работ

Запрещается применение открытого огня при очистке нефтепровода от изоляции.

При работе с грунтовыми и растворителями запрещается:

- применять этилированный бензин и бензол;
- хранить и транспортировать их в открытой таре;
- бросать заполненную тару при погрузке и выгрузке, вывинчивать пробки и открывать крышки, ударяя по ним металлическими предметами, вызывающими искрообразование;

					Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Лист
						135
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

11.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03

- Инструкции по технике безопасности предприятия.

- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

- ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»

- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

					Правовые и организационные вопросы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		136

Заключение

В данной работе мы провели обзор дефектов труб линейной части магистральных нефтепроводов, а также обзор ремонтных конструкций для ремонта труб и кольцевых сварных соединений магистральных нефтепроводов с давлением до 6,3 МПа, разрешенных ОАО «АК «Транснефть» к применению. Также нами были рассмотрены организационные моменты выборочного ремонта и процесс проведения выборочного ремонта магистральных нефтепроводов методом установки ремонтных конструкций.

Считаем, что поставленные перед нами задачи полностью решены, а именно: дано описание ремонтных конструкций, описание технологии установки ремонтных конструкций, произведен выбор ремонтной конструкции и ее параметров для ремонта коррозионного повреждения, разработан календарный график проведения работ, произведена оценка стоимости ремонта при проведении выборочного ремонта данной ремонтной конструкцией.

Правильная оценка состояния трубопровода и выбор необходимой ремонтной конструкции и ее параметров, соблюдение технологических операций при установке позволяют избежать лишних затрат на проведение повторных ремонтов, а также позволяет повысить эксплуатационную надежность участка нефтепровода и исключить возможность возникновения аварии.

					Определение метода ремонта и выбор технологии выборочного ремонта магистральных нефтепроводов		
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разработа</i>	<i>Елизаров</i>					<i>Лит</i>	<i>Лист</i>
<i>Руководит</i>	<i>Назаров Д П</i>						<i>Листов</i>
<i>Зав каф</i>	<i>Дулаиенко</i>						
						137	139
					Заключение	ТПУ гр. 3-2Б21Т	

Список используемой литературы

1. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: НПО ОБТ, 2001. 258 с.
3. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
4. ГОСТ 12.1.019 – 79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
5. РД 153-39.4-115-01 Удельные нормативы образования отходов производства и потребления при строительстве и эксплуатации производственных объектов ОАО "АК "Транснефть"
6. СНиП 23-03-2003 Строительные нормы и правила "Защита от шума"
7. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации
8. РД-13.220.00-КТН-367-06 Пожарная охрана объектов магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" и дочерних акционерных обществ
9. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
10. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
11. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
12. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
13. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;

14. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;

15. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования;

16. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

17. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;

18. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения;

19. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения;

20. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров;