

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
Анализ современных методов ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов

УДК 622.692.4.004

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Т00	Безгин Д.В.		20.05.16

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.т.н., доцент		20.05.16

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.э.н., доцент		20.05.16

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	к.т.н., доцент		20.05.16

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		20.05.16

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

в форме

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

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

Студенту:

Группа	ФИО
32Т00	Безгину Дмитрию Владимировичу

Тема работы

Анализ современных методов ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов

Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.04.2016г. №2616/с
---	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы	20.05.2016г.
---	--------------

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>Технологическая схема участка Ситуационный план участка. Технический отчёт дефектоскопического контроля. Научно-техническая литература.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>условия работы; техническая характеристика МГ; внутритрубная диагностика; анализ существующих технологий; разработка плана производства работ; гидроиспытание трубы для «катушки»; алгоритм расчета толщины стенки «катушки»; мероприятия по безопасному проведению работ; расчет финансовых потерь. Экология и промышленная безопасность.</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Вазим Андрей Александрович
Социальная ответственность	Ассистент Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	16. 03.2016г.
---	----------------------

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент;

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Т00	Безгин Дмитрий Владимирович		

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Уровень образования специалист
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

дипломная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.03.2016	Обзор литературы	15
29.04.2016	Объекты и методы исследования	10
30.05.2016	Технологическая часть	13
05.06.2016	Расчетная часть	17
06.06.2016	Финансовый менеджмент	15
07.06.2016	Социальная ответственность	15
08.06.2016	Заключение	10
09.06.2016	Презентация	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.т.н, доцент		30.10.2015

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		30.10.2015

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 118с, 23 рис., 32 источника.

Объектом исследования являются дефекты магистральных нефтепроводов и способы и особенности их устранения.

Цель работы: выявление эффективных методов ремонта дефектных участков магистрального нефтепровода.

В процессе работы проводилось изучение основных распространенных дефектов и основных методов их устранения. Подробно рассмотрен ремонт магистрального нефтепровода с помощью муфт типа П-1 и П-2 методом постоянного ремонта, восстанавливающим несущую способность дефектного участка нефтепровода до уровня бездефектного участка на все время его дальнейшей эксплуатации.

В результате изучения способов ремонта нефтепровода сделан вывод, что применение таких методов ремонта как заварка, шлифовка, установка ремонтной конструкции в отличие от вырезки дефекта (замены катушки) и капитального ремонта нефтепровода с заменой трубопровода производится без остановки перекачки нефти, что дает ряд преимуществ.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010 и представлена на USB носителе.

ABSTRACT

Final qualifying work 118c, 23 fig., 32 source.
The object of study is the defects of oil pipelines and the ways and peculiarities for their elimination.

Objective: identify effective methods of repair of defective sections of main oil pipeline.

In the process carried out to study the main common defects and fundamental methods of their elimination. In detail the repairs of the oil pipeline with clutch type P-1 P-2 and the method of constant repair, reducing the bearing capacity of the defective area of the pipeline to the level of the defect-free portion at the time of its further exploitation.

A study of methods of repair of the pipeline concluded that the use of techniques such as repair welding, sanding, installation repair design unlike cuts of defect (replacement coil) and repair of pipeline with semenoga pipeline is made without stopping the pumping of oil, which provides a number of advantages. Thesis made in the text editor Microsoft word 2010 and presented on a USB drive.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АЧР	- автоматическая частотная разгрузка
ИЛ	- измерительная линия
ИТ	- информационные технологии
КП	- контрольный пункт
КППСО	- камера приема пуска средств очистки и диагностики
Д	
ЛПДС	- линейная производственно-диспетчерская станция
ЛЭП	- линия электропередачи
МА	- магистральный агрегат
МН	- магистральный нефтепровод
НБ	- нефтебаза
НПС	- нефтеперекачивающая станция
ПА	- подпорный агрегат
ПКУ	- пункт контроля и управления
РД	- регулятор давления
РНУ	- районное нефтепроводное управление
САР	- система автоматического регулирования
СОУ	- система обнаружения утечек
ТМ	- телемеханика
ФГУ	- фильтр-грязеуловитель

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
Литературный обзор.....	11
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ	117
1.1 Классификация дефектов	17
1.2. Методы ремонта дефектных участков нефтепровода	25
1.3. Применяемые конструкции.....	31
1.4. Требования к проведению ремонта нефтепроводов различными методами	35
2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАТЬ.....	45
2.1 Композитно-муфтовая технология.....	45
2.1.1. Основы метода ремонта по композитно-муфтовой технологии	46
2.1.2. Виды ремонтируемых дефектов по КМТ	48
2.1.3. Технологические операции, выполняемые при установке ремонтной конструкции	49
2.1.4. Монтаж ремонтной конструкции П-1 на трубопроводе	50
2.2. Ремонтная конструкция тип П-2.....	54
2.2.1. Виды ремонтируемых дефектов с помощью муфты П-2.....	54
2.2.2. Монтаж ремонтной конструкции П-2 на магистральном трубопроводе ..	54
2.3. Вырезка катушек, задвижек, соединительных деталей	57
3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	71
3.1. Проверка прочности и устойчивости трубопровода	71
3.2. Гидравлический расчет трубопровода	79
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	81
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	81
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений	81

					Анализ современных методов ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Безгин Д.В.</i>			<i>Содержание</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>				8	118	
<i>Консульт.</i>		<i>Вазим А.А</i>				ТПУ гр.3 2Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

4.2 Планирование научно исследовательских работ	82
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	82
4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования	83
4.3. Расчет затрат и экономическая оценка выполнения работ по устранению дефекта методом установки ремонтной конструкции	84
4.4. Расчет интегрального финансового показателя.....	89
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	91
5.1. Производственная безопасность.....	91
5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	92
5.1.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	96
5.2 Экологическая безопасность.....	105
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	108
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	112
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	114
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	116

ВВЕДЕНИЕ

В России функционирует более 200 тыс. километров стальных трубопроводов (магистральных и промысловых), предназначенных для транспортировки нефти, газа, нефтепродуктов. Многие из них отслужили четверть века и более. Под воздействием перекачиваемых по ним продуктов, внешней среды и режима эксплуатации постепенно снижается несущая способность трубопроводов, что неминуемо требует ремонта дефектных участков или перевода состарившихся трубопроводов на новый, более щадящий режим.

Достаточно большой возраст трубопроводов объективно связан с увеличением риска аварий и отказов при эксплуатации в случае отсутствия эффективной системы их предупреждения. Это, в свою очередь, предполагает необходимость разработки и совершенствования методов ремонта.

Повышение надежности трубопроводов является актуальной проблемой на этапе их эксплуатации. Согласно статистическим данным число дефектов, выявляемых на всех уровнях диагностики, составляет от 6 до 9 тысяч в год.

Большая часть дефектов (три четверти) удалена друг от друга. Для их устранения требуется выборочный ремонт. К технологиям выборочного ремонта, обеспечивающим восстановление прочности и долговечности дефектных участков, относятся шлифовка, заварка, установка ремонтной конструкции (муфты), позволяющие производить ремонт без остановки перекачки транспортируемого продукта.

					Анализ современных методов ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Безгин Д.В.			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Цимбалюк А.Ф.					10	118
<i>Консульт.</i>		Вазим А.А.				ТПУ гр.3 2Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Проблеме ремонта магистральных нефтепроводов и вопросам с ним связанным посвящено значительное количество исследований представителей различных научных школ, в частности, УГНТУ, ИПТЭР, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и др. В этих работах хорошо просматривается изменение подходов к вопросам ремонта нефтепроводов. На первом этапе ремонтные работы подразделялись на аварийные и капитальный ремонт.

Вопрос ремонта промышленных и магистральных трубопроводов, транспортирующих жидкие и газообразные продукты, является актуальным. Его актуальность значительно возросла в последнее время в связи с длительным сроком эксплуатации большинства имеющихся в России трубопроводов и их значительной изношенностью. Технологические вопросы проведения ремонтных работ на работающих трубопроводах до конца не проработаны, что обуславливает низкую производительность ремонтных работ, невысокое качество ремонта и значительные потери от простоя трубопроводов.

Основная причина необходимости капитального ремонта - наличие дефектов, угрожающих функционированию трубопровода, в частности процесса коррозионного разрушения труб вследствие износа покрытия. Среди основных причин необходимости проведения ремонтных работ - коррозия труб. По данным, одна треть труб, находящихся в эксплуатации более 30 лет, подлежит замене.

Технология проведения работ по капитальному ремонту включает обязательное техническое диагностирование и отбраковку труб методами неразрушающего контроля. Для принятия решения о целесообразности ремонта трубы необходима информация о местоположении, типах, размерах и плотности распределения дефектов, которая формируется в процессе выполнения диагностических работ.

					Анализ современных методов ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Безгин Д.В.</i>			<i>Литературный обзор</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимдяляк А.Ф.</i>					11	118
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3 2Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Диагностирование и отбраковка труб - составные части капитального ремонта, поэтому одной из основных задач, решаемых в рамках повышения эффективности ремонтных работ, является разработка мероприятий по организации и повышению качества диагностических работ на всех стадиях их проведения.

Процедуру назначения метода ремонта дефектной трубы начинают с формирования исходных данных, используемых при проверке условий ремонтпригодности дефектных участков труб, и условий, при выполнении которых дефектный участок трубы не ремонтируют. После формирования исходных данных проводят проверку условий взаимодействия дефектов, по результатам которой для каждой дефектной трубы формируют перечень одиночных и объединенных дефектов.

Техническое состояние выводимых в капитальный ремонт участков нефтепроводов определяется на основании данных внутритрубной дефектоскопии (ВТД). При обследовании труб в целях выявления дефектов используют также визуальный, измерительный, ультразвуковой, радиографический, магнитопорошковый и капиллярный контроль. Технические устройства, применяемые при ВТД, постоянно совершенствуются, растет качество выявления и распознавания дефектов, способов их визуализации. Появляются новые методы, например, метод магнитной памяти металла (МПМ), и новые приборы типа измерителя концентрации напряжений, позволяющие провести бесконтактную магнитометрическую диагностику трубопроводов, расположенных под слоем грунта. Внутритрубная инспекция позволяет получить качественную картину технического состояния участков нефтепроводов, являющуюся исходной информацией для планирования ремонтных работ.

Идет процесс постоянного совершенствования нормативных документов на основе проводимых научных исследований и опыта эксплуатации трубопроводных систем. Требуется развитие критериев ремонтпригодности дефектов трубопроводов. Результаты новых исследований, а также использование новой, более совершенной диагностической аппаратуры

позволяет совершенствовать процесс проведения отбраковки, определение и обоснование максимальных размеров дефектов, оставляемых в трубопроводе без ремонта и не учитываемых в расчетах. Тем самым удастся повысить качество оценки выявленных дефектов, не допуская перебраковки, т. е. снизить затраты на капитальный ремонт в целом.

Среди основных дефектов, встречающихся в трубопроводах, можно выделить:

- дефекты структуры материала - расслоение; неметаллические включения; плохое качество трубы, выпускаемой заводом-изготовителем, и др.;
- дефекты геометрии - вмятины, гофры, отклонение от кругового сечения, например перемещение трубопровода или искривление его оси и образование овальности происходит при односторонней засыпке трубопровода и траншеи грунтом, просадки труб в местах неустойчивого основания или размыва грунтовыми и атмосферными водами и др.;
- дефекты сварных соединений - трещины, непровары, поры, шлаковые включения, прожоги, неравномерное усиление сварного шва по ширине и высоте, недопустимые смещения кромок свариваемых труб и др.;
- поверхностные дефекты - коррозионный износ, включая коррозионные каверны; трещины, стресс-коррозионные трещины, эрозионный износ, царапины из-за небрежного обращения с трубами при строительстве и перевозках и др. При разрушении изоляционного покрытия возникают условия для появления стресс-коррозионного процесса, рост такого дефекта до критического значения в среднем составляет 8-10 лет.

Дефекты и различные отклонения могут вызвать существенные проблемы при эксплуатации трубопровода. Основными причинами аварий за последние пять лет являлись коррозия и стресс-коррозия (35,46 %) и брак строительномонтажных работ (23,08 %). При этом динамика изменения числа выявляемых стресс-коррозионных дефектов указывает на неуклонный рост числа обнаруживаемых дефектов типа «коррозионное растрескивание под напряжением» (КРН), что свидетельствует об устойчивой тенденции к ухудшению состояния трубопроводной системы по стресс-коррозионному

фактору. Аналогичная картина наблюдается и для коррозионных повреждений. Коррозионное растрескивание под напряжением наблюдается в трубопроводах из труб практически всех производителей, в том числе России, Франции, Японии, Германии.

Увеличение плотности коррозионных дефектов обусловлено увеличением точности и разрешающей способности новых снарядов-дефектоскопов, а также совершенствованием другой приборной базы. Внутритрубная дефектоскопия позволяет выявлять около 80 % дефектов. Это приводит к резкому росту числа выявленных коррозионных дефектов глубиной менее 20 % от толщины стенки трубы, а также из-за естественного старения газопроводов и снижения защитных свойств изоляционных материалов и прочностных характеристик трубопроводов. Прогноз коррозионного состояния на ближайшую перспективу при сохранении существующих объемов ремонта показывает увеличение потенциально опасных дефектов к 2016 г. почти в 2 раза.

Как отмечено в работе, одна из наиболее существенных причин разрушения - наличие концентраторов. Концентраторами напряжений могут быть отверстия и углубления, раковины и пустоты, коррозионные дефекты, непровары в сварных швах и зоны скопления сварных швов, пазы и зоны стыков элементов, перепады толщин, острые конструктивные углы и т. д.

Вопросы объективной оценки опасности дефектов трубопровода и оптимизации применяемых методов их ремонта представляются весьма актуальными. В целях экспериментальных исследований опасности различных типов дефектов проводятся натурные испытания трубных плетей. Научно-исследовательские работы по изучению процесса коррозионного растрескивания под напряжением пока не привели к формированию однозначного представления о механизмах и причинах их возникновения, опираясь на которые можно было бы разработать эффективные мероприятия по предотвращению или снижению возможности появления стресс-коррозионных дефектов. Установлено, в частности, что зарождение стресс-коррозионных трещин и их развитие происходят весьма скоротечно и лавинообразно, а характер и скорость распространения являются труднопрогнозируемыми.

Основными факторами, влияющими на процесс лавинного разрушения, являются геометрия трубы (диаметр и толщина стенки). Заметное влияние на процесс развития трещины оказывают механические свойства стали, особенно трещиностойкость, материал засыпки траншеи. Чувствительность внутритрубного дефектоскопа позволяет выявлять трещины с глубинами более 10 % стенки трубы. Следовательно, трещины глубиной до 2 мм не обнаруживаются. Впоследствии трещины с такими глубинами, и особенно их колонии, уже при испытаниях могут дать непредсказуемый рост. Часто дефекты типа КРН локализируются в зоне термического воздействия сварного шва. Отсутствие дефекта КРН на участке не означает, что проблема снята: дефект может там появиться через некоторое время. Поэтому необходим регулярный мониторинг опасных участков, так как дефекты КРН развиваются очень быстро. С увеличением сроков эксплуатации магистральных нефтепроводов коррозионное растрескивание под напряжением металла труб стало одной из неотложных проблем в трубопроводном транспорте.

Распространение трещин - одна из самых больших проблем для трубопроводов высокого давления (ВД). Разрушение будет продолжаться до тех пор, пока трещина не встретит трубу с достаточной вязкостью, чтобы снизить скорость распространения, или до тех пор, пока давление не станет ниже необходимого для дальнейшего развития трещины.

Анализ аварийных разрушений трубопроводов указывает на то, что более 60 % разрушений происходит из-за КРН при воздействии грунтовых вод, при этом разрушения происходят преимущественно в узкой зоне, на расстоянии 15-200 мм от оси продольного сварного шва.

Одиночные и групповые надрезы и царапины на трубопроводах могут появляться в процессе эксплуатации, а в процессе коррозионного износа под напряжением может образоваться группа поверхностных трещин. Возникают вопросы о влиянии таких дефектов на несущую способность трубопровода - в частности, какие параметры надрезов и царапин опасны, а какие допустимы? Для исследования этих факторов разработано приспособление, которое позволяет нанести группу царапин с различными параметрами на плоские

образцы. Для исследования несущей способности далее необходимо использовать экспериментально-теоретический метод, описанный в работе.

В процессе эксплуатации трубопроводов возникают дефекты, в том числе коррозионные, несмотря на наличие электрохимической защиты. Особую опасность представляют случаи, когда имеют место два и более источника разрушения, например, существенные механические напряжения, коррозия и различные концентраторы напряжений. Устранение дефектов различной сложности осуществляется согласно нормативной и рабочей документацией

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Классификация дефектов

Согласно РД-23.040.00-КТН-090-07 [24] дефект нефтепровода – это каждое отдельное несоответствие нормативным документам: стенки, сварных швов, геометрических форм трубы, а также соединительные, конструктивные детали и приварные элементы, не соответствующие нормативным документам.

Ремонт секции с дефектами должен быть сделан с учетом взаимного расположения всех дефектов, подвергнувшиеся ремонту. К дефектным секциям, ремонтируемым только вырезкой, относятся секции с коррозионным повреждением и секции, на которых установлено более двух муфт, в исключении случай установки двух муфт на сварные стыки секции и муфты по телу трубы.

Расчет на прочность и долговечность и определение предельного срока эксплуатации труб и сварных соединений с дефектами и особенностями проводится по ОСТ 23.040.00-КТН-574-06 [20].

Дефекты подразделяются на:

неопасные

опасные

недопустимые.

Опасный дефект – дефект, ограничивающий эксплуатацию участка нефтепровода на срок 1 год и менее и снижающий проектную несущую способность нефтепровода и дефект, подлежащий ремонту, для которого не определяется прочность и долговечность.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ современных методов ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов			
Разраб.		Безгин Д.В.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					17	118
Консульт.		Вазим А.А.						
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
						ТПУ гр.3 2Т00		

Критерием опасности выявленных ВИП дефектов стенки магистральных нефтегазопроводов служит неравенство при котором разрушающее давление трубы с дефектом не должно превышать нормативное испытательное давление:

$$p_f \geq \frac{0.95\sigma_{0.2}\delta_2}{D},$$

где $\sigma_{0.2}$ – предел текучести трубной стали.

1.2 Комбинированный дефект – от двух и более дефектов различной сложности, для них минимальное расстояние от границы Первого дефекта до границы Второго дефекта меньше или в равных значениях **четырёх толщин** стенки трубы.

Дефект считается примыкающим к сварному шву, если минимальное расстояние от линии перехода шва к основному металлу до границы дефекта меньше или в равных значениях четырёх толщин стенки трубы.

1.3 Дефекты геометрии трубы – изменением формы трубы. В них входят:

Вмятина - местное уменьшение проходного сечения трубы без излома оси нефтепровода, возникающая в результате поперечного механического воздействия.

Глубина вмятины определяется как максимальное расстояние от образующей трубы до поверхности трубы во вмятине

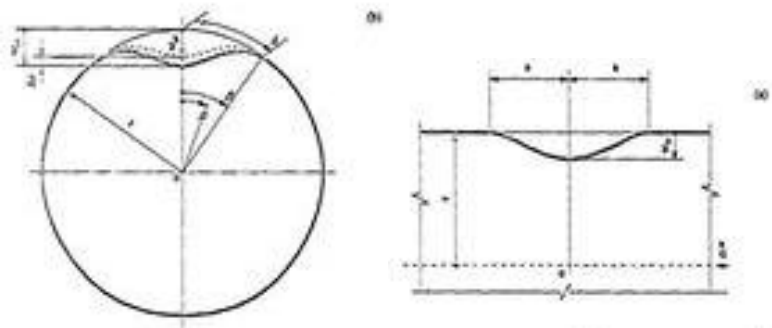


Рисунок 1.2 - Вмятина

Гофр - уменьшение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися поперечными выпуклостями и вогнутостями стенки, в результате потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси нефтепровода.

Глубина гофра определяется как сумма высоты выпуклости и глубины вогнутости, измеренных от образующей трубы.

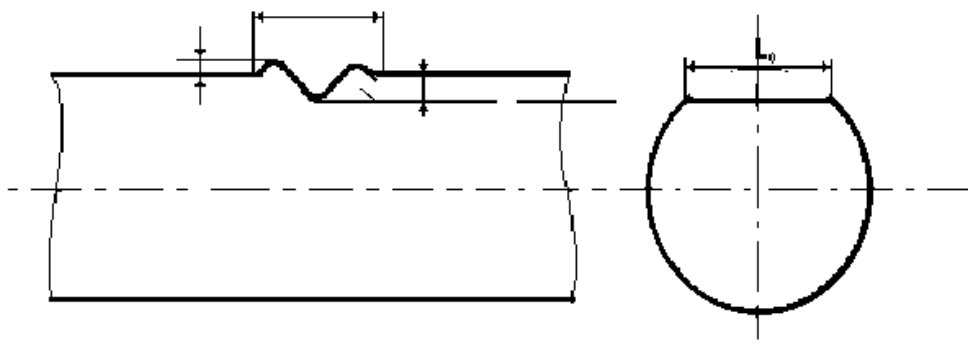


Рисунок 1.3 - Гофр

Сужение (овальность) - уменьшение проходного сечения трубы, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности.

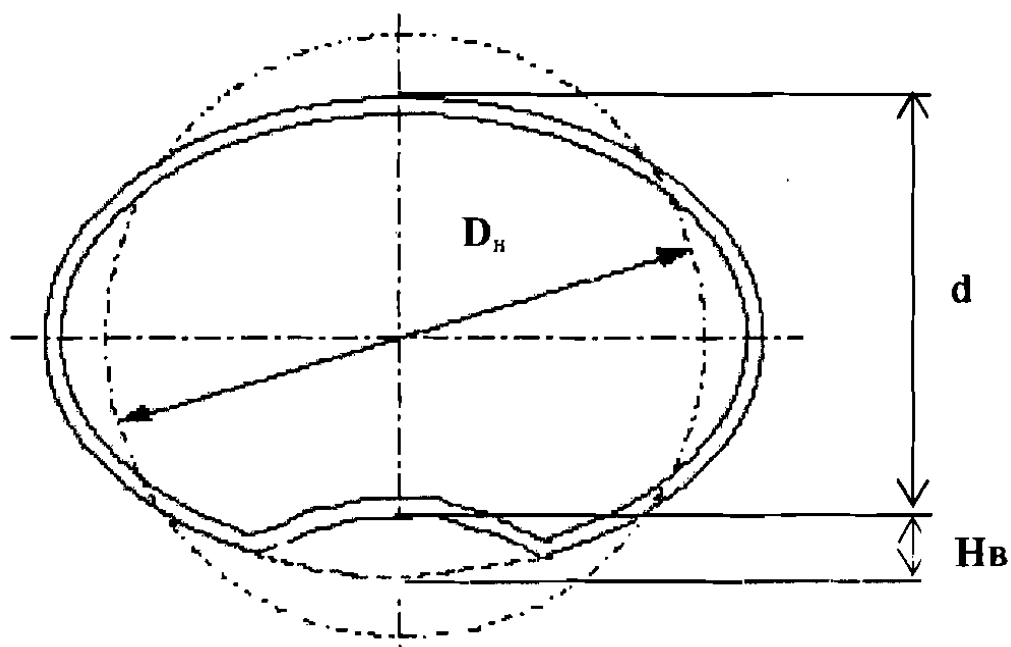


Рисунок 1.4 - Измерение параметров дефекта "сужение"

Фактический центр сужения возможно будет смещен от центра трубы с номинальным диаметром.

1.4 Дефекты стенки трубы.

Потеря металла (коррозионная) - локальное уменьшение толщины стенки трубы в следствии коррозионного воздействия.

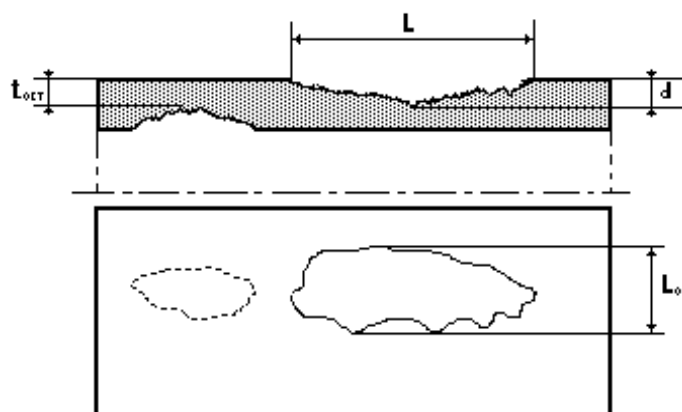


Рисунок 1.5 - Внутренняя и внешняя коррозия

Уменьшение толщины стенки технологическое - плавное уменьшение стенки, возникшая в процессе изготовления горячекатаной трубы или технологический дефект проката.

Механическое повреждение типа «риска» - механическое повреждение стенки трубы (риска, царапина, задира, продир) в виде углубления с уменьшением толщины стенки трубы, возникшее при перемещающимся по поверхности трубы твердым телом.

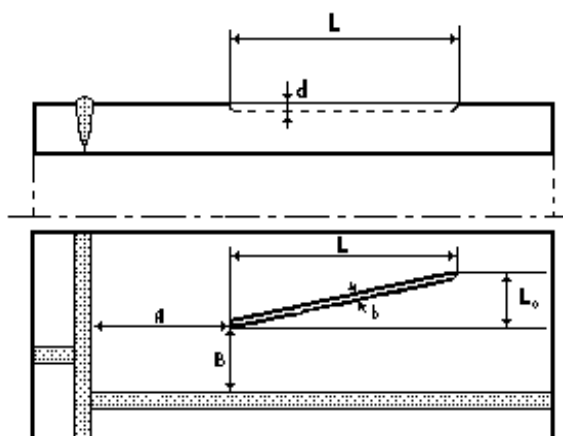


Рисунок 16 – Риска

Расслоение - внутреннее нарушение сплошности металла трубы в продольном и поперечном направлениях, разделяющее металл стенки трубы на слои, технологического происхождения.

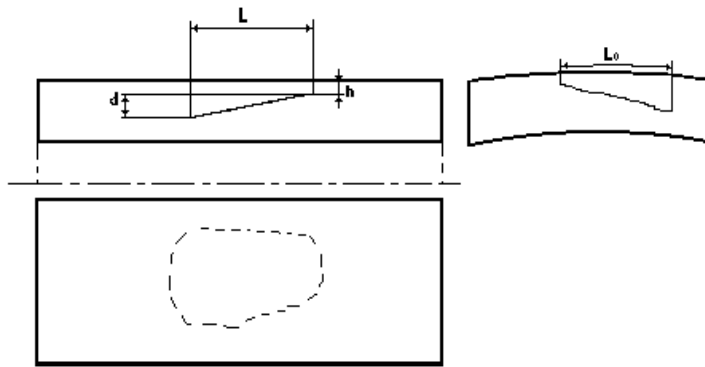


Рисунок 1.7 - Расслоение

Расслоение с выходом на поверхность - расслоение, выходящее на внешнюю или внутреннюю поверхность труб.

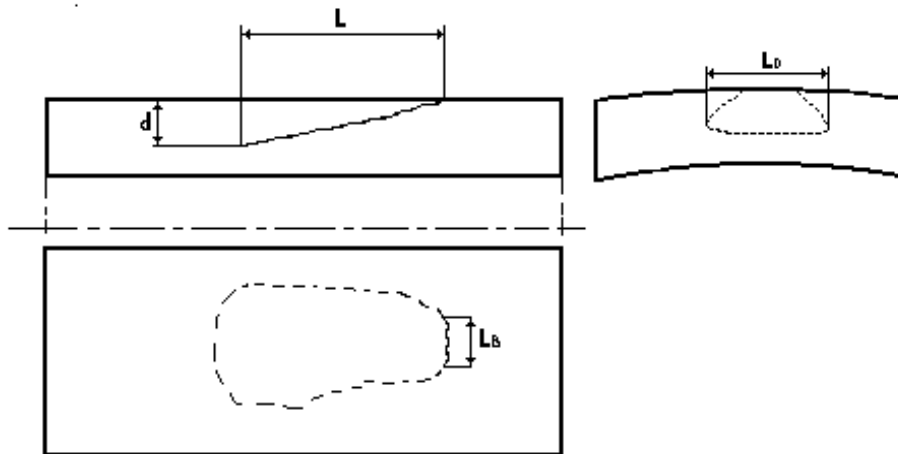


Рисунок 1.8- Расслоение с выходом на поверхность

Расслоение в околошовной зоне - расслоение, примыкающее к сварному шву (расстояние линии перехода шва к основному металлу до края расслоения меньше или равно значению четырех толщин стенки трубы).

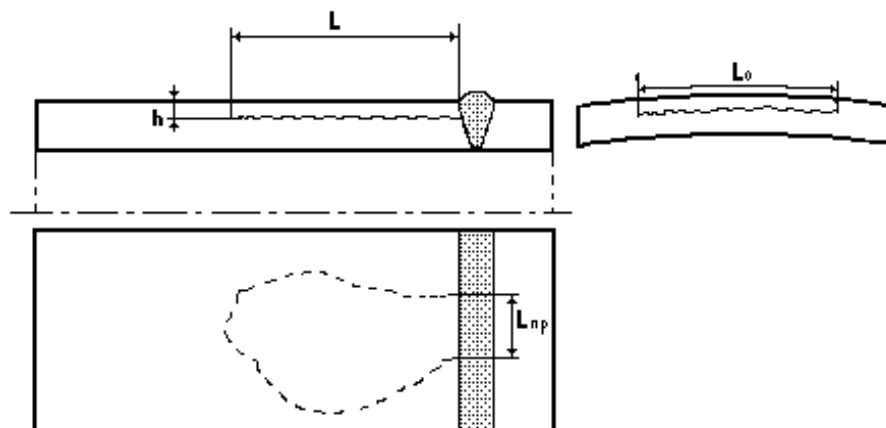


Рисунок 1.9 Расслоение в зоне сварного шва

Трещина - дефект в виде разрыва металла, геометрия определяется двумя размерами (протяженность, глубина).

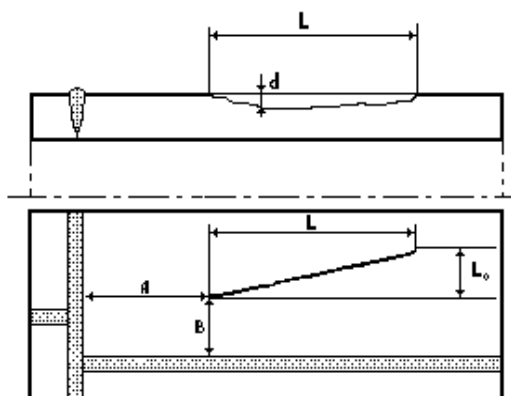


Рисунок 1.10 -Трещина

Трещиноподобный коррозионно-механический дефект - дефект в виде 1-ой трещины или группы трещин, скорость роста которых рассчитывается воздействием на металл, как коррозионной среды, так и напряжений (коррозионное растрескивание под напряжением).

1.4.1 Потери металла делятся на объединенные и одиночные.

Объединенная потеря металла – это группа из 2-х и более коррозионных дефектов, объединенных в единый дефект, если расстояние между рядом расположенными дефектами меньше или равно значения четырех толщин стенки трубы в районе дефектов. Объединенная потеря металла характеризуется ее габаритной площадью, определяемой крайними точками дефектов из состава группы и равной произведению длины объединенного дефекта L вдоль оси трубы на ширину объединенного дефекта W по окружности трубы (рисунок 1.11). Дефекты, в группе по указанным критериям, в технических отчетах по диагностике, базе данных «дефект» и актах ДДК описываются как «объединенные потери металла».

Одиночная потеря металла – это 1 дефект потери металла, расстояние от которого до ближайших потерь металла превышает значение четырех толщин стенки трубы в районе дефекта.

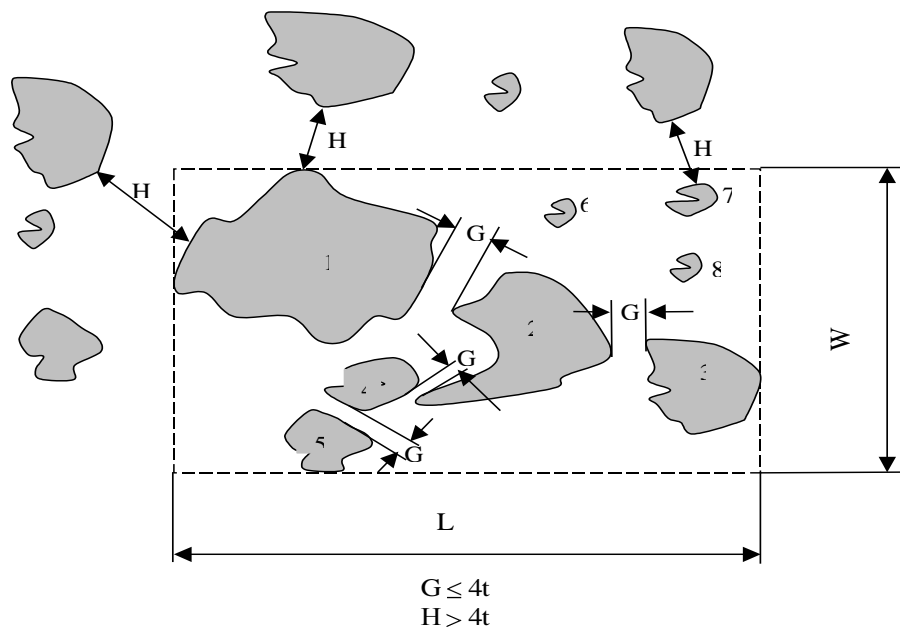


Рисунок 1.11 Дефект «объединенная потеря металла» и его габаритная площадь

1.4.2 Механические повреждения стенки трубы, классифицируемые по ГОСТ 21014 как «риска», «царапина», «задир», «продир», «поверхностная вмятина», идентифицируются по данным ВИП как «риска».

1.5 **Дефекты сварного соединения (шва)** – это дефекты в самом сварном шве или в околошовной зоне. Типы и параметры дефектов сварных соединений регламентируются соответствующими нормативными документами.

1.5.1 К дефектам сварного шва относятся:

Трещина, непровар, несплавление – дефекты в виде несплошности металла по сварному шву, которые по данным ВИП идентифицируются как «несплошность плоскостного типа» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

«Аномалия» поперечного, продольного, спирального сварного шва - это поры, шлаковые включения, утяжина, подрез, превышение проплава, наплывы, чешуйчатость, отклонения размеров шва от требований нормативных документов, а также те дефекты и индивидуальность сварного шва, которые нельзя точно классифицировать по данным ВТД.

Смещение кромок – расхождение уровней отношении внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных труб (для поперечного сварного шва) или листов (для спиральных и продольных швов) в стыковых сварных

соединениях, которое по данным ВИП идентифицируется как «смещение» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

Косой стык – сварное стыковое соединение трубы с трубой в котором продольные оси труб размещенные под углом друг к другу.

1.5.2 **Разнотолщинность** стыкуемых труб с соотношением толщин стенок более 1,5 является дефектом (за исключением стыков, выполненных по специальным техническим условиям).

1.5.3 **Дефектный сварной стык** - кольцевой сварной шов, включающий один и более дефектов. В базах данных, имеющих сведения о дефектах, учету подлежат «дефектные сварные стыки» без указания в них кол-ва дефектов.

К дефектам нефтепровода относятся:

- недопустимые соединительные детали;
- недопустимые конструктивные детали и приварные элементы.

1.6.1 К недопустимым соединительным деталям принадлежат детали не заводского производства: отводы, тройники, переходники, заглушки.

Сварные секторные отводы заводского производства, выполненные не по ТУ 102-488-05 «Детали соединительные и узлы магистральных трубопроводов на P_r до 10 МПа (100 кгс/см²)», входят в состав дефектов и подлежат ДДК. По результатам ДДК производится классификация отвода.

1.6.2 К недопустимым конструктивным деталям и приварным элементам нефтепровода относятся:

- а) заплаты вварные и накладные всех видов и размеров;
- б) ремонтные конструкции, не разрешенные к применению НД, действующих на момент установки;
- в) ремонтные конструкции, где обнаружен рост параметров дефектов выше 10 процентов;
- г) временные ремонтные конструкции, у которых истек предельный срок эксплуатации;
- д) накладные детали из частей труб;
- е) вантузы, отборы давления, механические сигнализаторы пропуска средств очистки и диагностики, бобышки, «чопики», места приварки

шунтирующих перемычек, контактов контрольно-измерительной аппаратуры, у которых истек предельный срок эксплуатации;

Бобышка - патрубок с внутренней резьбой для отвода нефти, заглушенный резьбовой пробкой, обваренной по контуру, или с вентилем для отбора давления.

Чопик - стальная пробка для ликвидации сквозных отверстий, устанавливается с обваркой по контуру.

ж) кожухи, касающиеся стенки трубы;

з) сварные присоединения, не подходит по НД.

Конструктивные детали и приварные элементы, выявленные ВИП, характеристики которых не отмечены в техническом задании на внутритрубную диагностику участка нефтепровода, входят в состав дефектов и подвергаются ДДК. По результатам ДДК определяется классификация деталей и предельный срок их эксплуатации.

По возникновению дефекты изделий разделяют на *производственно-технологические, технологические и эксплуатационные*. Дефекты 1-го вида связаны с производством материала и заготовок изделий. Технологические дефекты связаны с производством и ремонтом деталей (сваркой, пайкой, механической, термической и другими видами обработки). Дефекты крайнего вида появляются в результате некой наработки изделия в следствии усталости металла деталей, коррозии и т.п., в том числе неверного технического обслуживания и эксплуатации.

1.2. Методы ремонта дефектных участков нефтепровода

2.1 Для ремонта дефектных секций и частных дефектов магистральных и технологических нефтепроводов служат такие методы ремонта как:

- шлифовка;
- заварка;
- установка ремонтной конструкции;
- вырезка.

2.2 Ремонт дефектной секции - регенерация несущей способности секции до бездефектной степени нефтепровода на протяжении всей эксплуатации в будущем.

К методам и конструкциям для регулярного ремонта применяется шлифовка, заварка, вырезка, композитная муфта, обжимная приварная муфта, галтельная муфта, удлиненная галтельная муфта, патрубок с эллиптическим днищем, муфтовый тройник, разрезной тройник, герметизирующий чопик.

Единичные сквозные отверстия диаметром до 40 мм устраняются установкой чопиков и обваркой в соответствии с «Технологией ремонта дефектов трубопроводов с применением чопиков, патрубков и тройников».

Сварные присоединения, патрубки, не удовлетворяющие требования НД, убираются с помощью патрубка с усиливающей накладкой и усиливающей муфтой по технологии КМТ (П1П7), муфтовых тройников (П8), разрезных тройников (П9), устанавливаемых по «Технологии ремонта дефектов трубопроводов с применением чопиков, патрубков и тройников».

2.3. При назначении методов ремонта дефектов и дефектных секций должны совершаться требования:

1) все дефекты должны быть устранены в сроки, не превышающие предельные сроки эксплуатации, обозначенные в отчете по ВТД;

2) дефектная секция обязана быть отремонтирована шлифовкой, заваркой, установкой ремонтных конструкций согласно требованиям пп. 2.4-2.15. Размеры муфт устанавливаться из условия особенности их вырезки на срок не меньше шести лет, но не больше срока эксплуатации нефтепровода. Когда на секции уже установлена муфта, размеры устанавливаемой муфты устанавливаются из условия особенности их вырезки на срок не меньше двух лет.

3) ремонт проводится методом вырезки, если при установке ремонтных конструкций не выполняются требования пп. 2.4 – 2.15, или при наличии на дефектной секции конструктивных и соединительных деталей и приварных элементов, которые мешают установке ремонтной конструкции.

2.4. Не разрешается установка более двух муфт (тройников) на секцию за исключением случая установки двух муфт на сварные стыки секции и муфты (тройника) по телу трубы. Удаление ранее установленных муфт (тройников), не отвечающих данным условиям, производится методом вырезки.

2.5. В границах дефектной секции не разрешается ремонт методами вырезки и установки муфты (тройника) одновременно. При этом выполняется метод ремонта – вырезка.

2.6. Размеры ремонтных конструкций обязаны соответствовать НД на их изготовление и установку. При этом длина муфты П2 определяется с шагом 50 миллиметров, но не более 3000 миллиметров.

2.7. Расстояние L (пп.4-7 табл. 2.1) между самыми близкими торцами муфт (тройников) не должно быть менее D_n .

Расстояние L между самыми близкими краями вырезок, между торцом муфты (тройника) и ближним краем вырезки не должно быть менее D_n . При неосуществлении данных условий устанавливается общий метод ремонта – вырезка. Длина вырезаемой катушки должна быть не менее D_n .

2.8. Не разрешается установка технологических колец муфты на кольцевые сварные швы трубопровода, гофры. Для установки муфты дефекты, попадающие под технологические кольца муфты и допускающие ремонт шлифовкой или заваркой, должны быть устранены установленными методами ремонта.

2.9. Расстояние L1 (п.1 табл. 2.1) от торца технологического кольца муфты до края не отремонтированного дефекта вне муфты будет равняться не меньше $4t$.

2.10. Расстояние L2 (п.1 табл. 2.1) от торца технологического кольца муфты до кольцевого сварного шва вне муфты будет равняться не меньше $4t$.

2.11. Для приварных муфт (тройников) расстояние L3 (п.1 табл. 2.1) от шва приварки муфты к трубе до кольцевого сварного шва будет равняться не менее 100 мм.

2.12. Для приварных муфт (тройников) расстояние L4 (п.1 табл. 2.1) от шва приварки муфты (тройника) к трубе до края дефекта вне муфты (тройника),

отремонтированного заваркой будет ровняться не меньше 100 миллиметров. Для установки муфты (тройника) дефекты, попадающие в зону шва и менее 100 мм от шва приварки муфты (тройника) к трубе и разрешающие ремонт шлифовкой, должны ремонтироваться определенным методом ремонта.

2.13. Расстояние L5 (п.1 табл. 2.1) от шва приварки муфты к трубе до края дефекта, ремонтируемого приварной муфтой, будет ровняться не меньше 100 мм.

2.14. Для муфты П1 величина перекрытия L6 (п.3 табл. 2.1) места ремонтируемого дефекта будет ровняться не меньше $1,65 D_n$ для дефекта кольцевого сварного шва, дефекта, ориентированного в окружном направлении, продольной трещины и внутренней коррозии. Для иных типов дефектов, ремонтируемых муфтой П1, величина L6 должна быть не меньше $0,5D_n$.

2.15. Расстояние от сварных швов приварки элементов ремонтных конструкций к трубе до сварных швов соединений и патрубков будет ровняться не меньше 100 мм.

2.16. Конструкции временного ремонта выполняются на ограниченный период времени, установка их в плановом порядке не разрешается. К конструкциям для временного ремонта относятся ранее установленные необжимная приварная муфта (B1), муфта с коническими переходами (B2).

2.17. Для ранее установленных муфт с коническими переходами, необжимных приварных муфт предельный срок эксплуатации выявляется в зависимости от отношения проектного давления нефтепровода $P_{\text{проект}}$ в этой зоне к рабочему (нормативному) давлению $P_{\text{раб}}$ по СНиП 2.05.06.

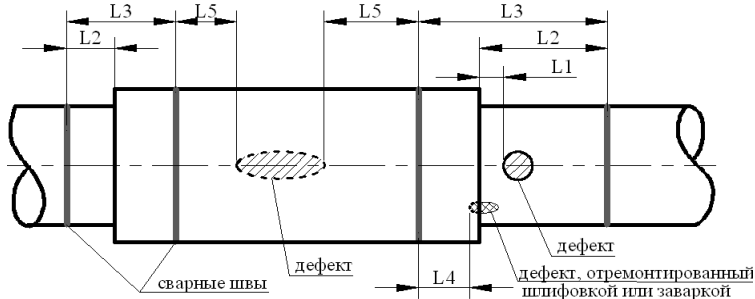
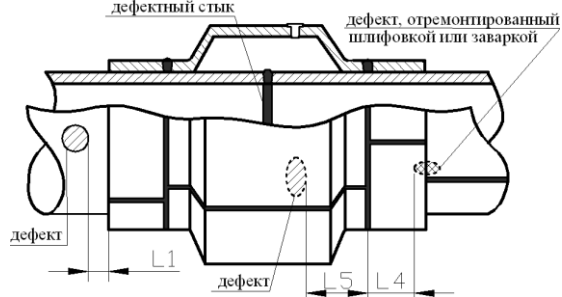
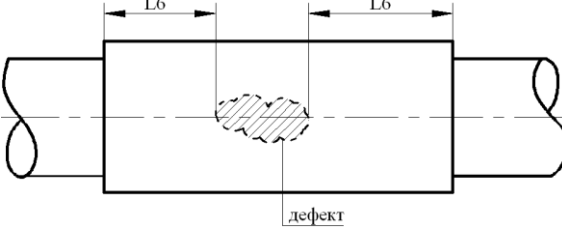
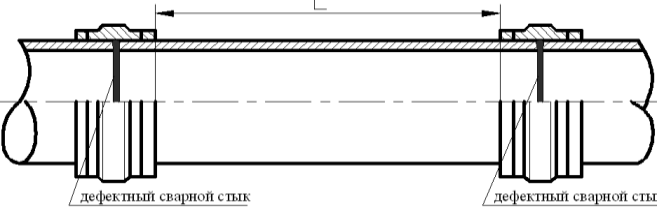
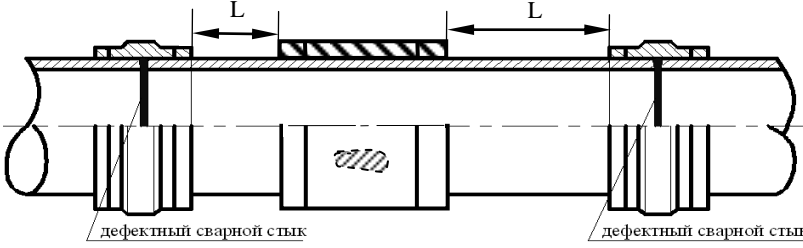
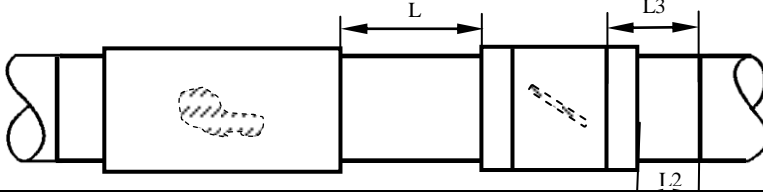
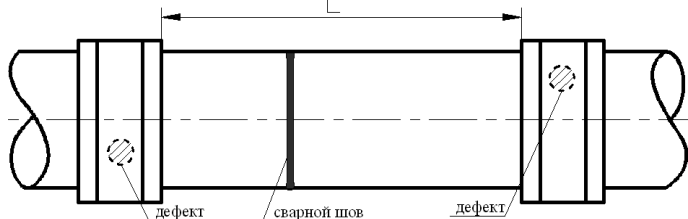
По прошествию срока муфты с коническими переходами, необжимные приварные муфты должны быть заменены определенными методами ремонта.

2.18. Дефекты в комплексе с приваренными к трубе кольцами, сохранившейся после демонтажа элементов необжимных приварных муфт или муфт с коническими переходами, ранее приваренными обжимными муфтами, в том числе вварные и накладные заплаты, могут быть отремонтированы при помощи композитных муфт.

2.19. Для дефекта в поперечном сварном шве, находящегося на расстоянии менее 10 номинальных диаметров от границ гофра (за исключением гофров на гнутых отводах), при угловом положении центра дефекта шва относительно центра гофра в диапазоне от 120 до 240 град. применяется вырезка стыка и гофра, как определенный метод ремонта.

2.20. Все ремонтные конструкции должны иметь документы, доказывающее их соответствие требованиям ТУ на изготовление, технологии сварочно-монтажных работ и заключения по результатам дефектоскопической диагностики сварных швов.

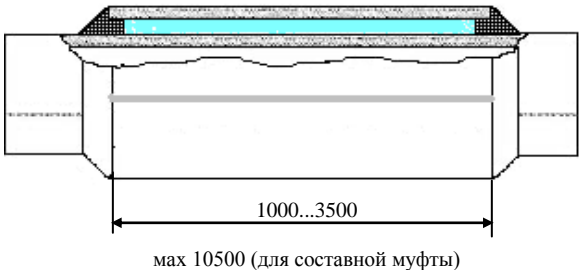
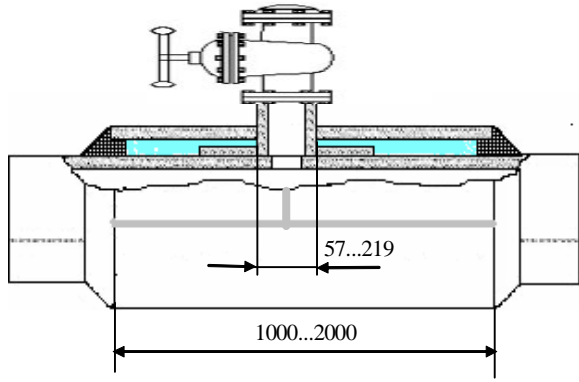
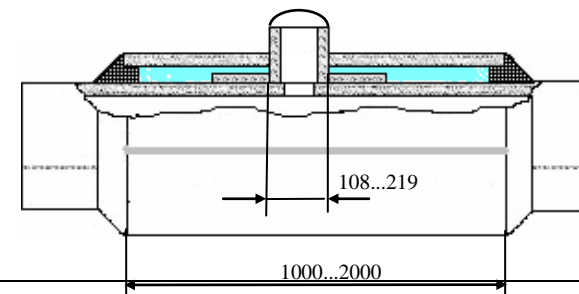
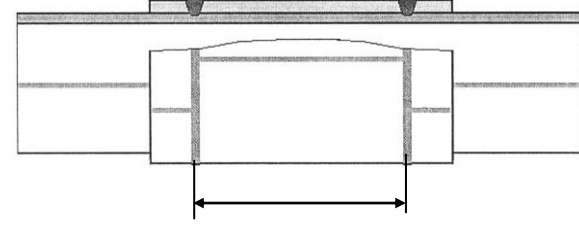
Таблица 1.1 – Условия к установке и взаимному расположению муфт на секции

№ n/n	Параметры	Описание
1.		<p>Приварная муфта на стенке секции (П2, П6, П8, П9) пп. 3.9-3.13</p>
2.		<p>Приварная муфта на сварном стыке (П3, П4, П5У) пп. 3.9, 3.12, 3.13</p>
3.		<p>Композитная муфта на стенке или стыке секции (П1, П1В, П1П7) п.3.14</p>
4.		<p>Муфты на сварных стыках (П1, П3, П4, П5У, П6) п.3.7</p>
5.		<p>Муфты на секции (П1, П1П7, П1В, П2, П4, П6, П8, П9) и сварных стыках (П1, П3, П4, П5У, П6) п.3.7</p>
6.		<p>Муфты на секции (П1, П1П7, П1В, П2, П4, П6, П8, П9) п.3.7, 3.10, 3.11</p>
7.		<p>Муфты на соседних секциях (П1, П1В, П2, П6, П8, П9) п.3.7</p>

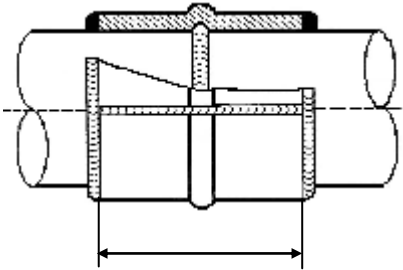
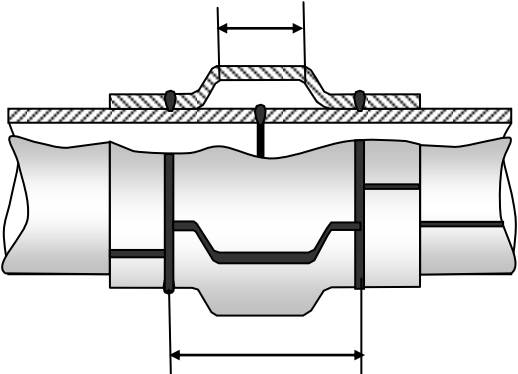
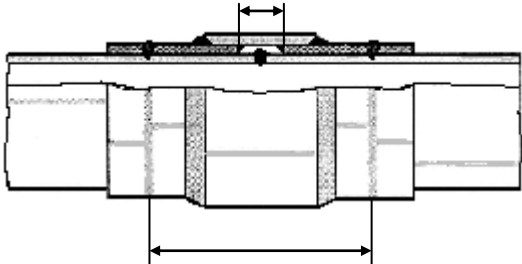
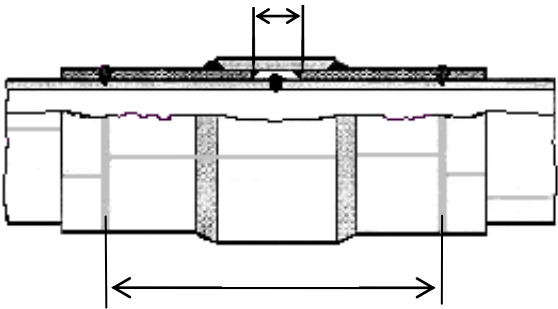
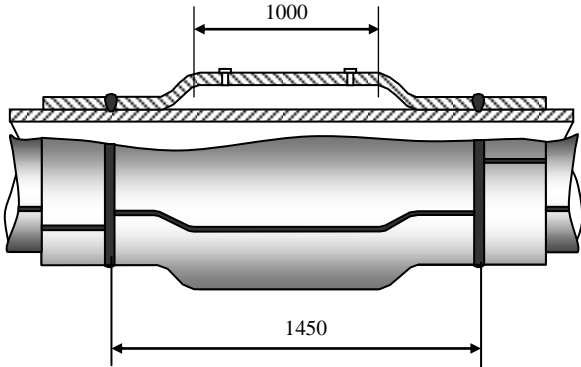
1.3. Применяемые конструкции

На рисунках (таблицы 1.2 и 1.3) продемонстрированы ремонтные конструкции и методы ремонта, применяемые при ремонте в соответствии с РД-23.040.00-КТН-090-07.

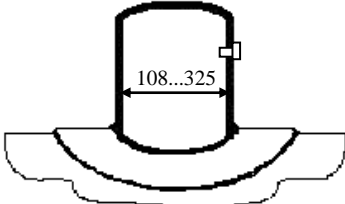
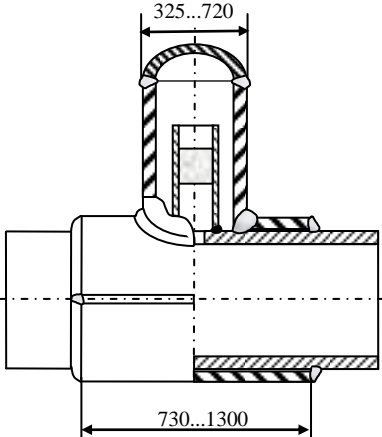
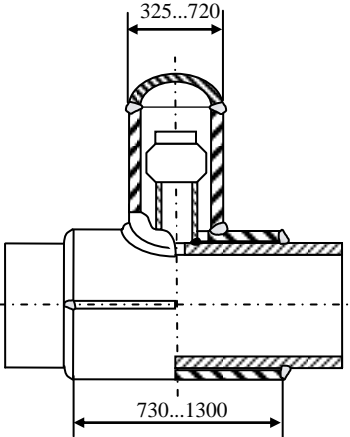

Таблица 1.2 - Ремонтные конструкции для постоянного ремонта

Обозначение (код ремонта)	Ремонтная конструкция*, метод ремонта	Описание ремонтной конструкции, метода ремонта
Ремонтные конструкции		
П1 (71)	 <p style="text-align: center;">1000...3500 мах 10500 (для составной муфты)</p>	Композитная муфта, устанавливается по технологии КМТ
П1В (72)	 <p style="text-align: center;">57...219 1000...2000</p>	Композитная муфта для ремонта вентузов, устанавливается по технологии КМТ
П1П7 (73)	 <p style="text-align: center;">108...219 1000...2000</p>	Композитная муфта для ремонта отверстий, патрубок ремонтной конструкции П7, устанавливается по технологии КМТ
П2 (62)		Обжимная приварная муфта с технологическими кольцами

Продолжение таблицы 1.2

<p>П3 (64)</p>		<p>Галтельная муфта для ремонта поперечных сварных швов</p>
<p>П4 (65)</p>		<p>Галтельная муфта с короткой полостью с заполнением антикоррозионной жидкостью для ремонта поперечных сварных швов и «чопиков» с примыканием к поперечному шву</p>
<p>П5 (66)</p>		<p>Сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для ремонта поперечных сварных швов</p>
<p>П5У (68)</p>		<p>Удлиненная сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для ремонта поперечных сварных швов и дефектов в стенке 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</p>
<p>П6 (67)</p>		<p>Удлиненная галтельная муфта для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью</p>

Продолжение таблицы 1.2

<p>П7 (80)</p>		<p>Патрубок с усиливающей накладкой для ремонта патрубков и отверстий. Патрубок диаметром 325 мм устанавливается на нефтепроводах диаметром 1220 мм</p>
<p>П8 (81)</p>		<p>Муфтовый тройник для ремонта вантузов, сигнализаторов пропуска средств очистки и диагностики, отборов давления, патрубков, отверстий</p>
<p>П9 (82)</p>		<p>Разрезной тройник заводского изготовления (патрубок приварен к полумуфте тройника в заводских условиях) для ремонта патрубков, отверстий</p>
<p>П10 (120)</p>		<p>Герметизирующие чопики для ремонта отверстий</p>

Окончание таблицы 1.2

<i>Методы ремонта</i>		
Ш (1)	Шлифовка	Удаление в зоне дефекта путем шлифования слоя металла для восстановления плавной поверхности стенки трубы. Ремонт дефектов глубиной до 20 процентов от номинальной толщины стенки.
З (20)	Заварка	Восстановление толщины стенки трубы в местах потери металла и сварного шва методом наплавки. Ремонт дефектов стенки трубы с остаточной толщиной стенки не менее 5 мм.
В (100)	Вырезка	Вырезка секции или участка секции с дефектом из нефтепровода и замена бездефектной «катушкой».
ЗУ (160)	Замена участка	Замена участка нефтепровода длиной более заводской длины трубы с дефектами на трубы, отвечающие требованиям СНиП 2.05.06

Таблица 1.3 - Ремонтные конструкции для временного ремонта

<i>Обозначение (код ремонта)</i>	<i>Ремонтная конструкция[*]</i>	<i>Описание ремонтной конструкции</i>
В1 (63)		Приварная необжимная муфта с технологическими кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью
В2 (61)		Приварная муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью

1.4. Требования к проведению ремонта нефтепроводов различными методами

В этом разделе приводятся ключевые положения технологий ремонта нефтепроводов, применяемых при выборочном и капитальном ремонте.

Ремонт методом шлифовки, заварки и установкой муфт выполняется без остановки перекачки нефти.

Каждый ремонт обязан фигурировать в паспорте нефтепровода.

Ремонтные муфты устанавливаются на действующем нефтепроводе, как во время остановки, так и вне остановки перекачки при давлениях, ограниченными условиями: безопасностью производства работ и давлением, устанавливаемым из условий технологии установки муфты. При монтаже муфт давление обязано соответствовать меньшему из давлений, найденному по перечисленным условиям.

Ремонтные конструкции должны быть сделаны в заводских условиях по техническим условиям и конструкторской документации, разработанной в установленном порядке и иметь паспорт.

Применение муфт и других ремонтных конструкций, изготовленных в полевых условиях воспрещается.

Удаление дефектов при капитальном ремонте производится при давлении в нефтепроводе не выше 2,5 МПа.

Шлифовка

Шлифовка используется для ремонта секций и соединительных деталей (отводы, тройники, переходники, заглушки) с дефектами глубиной до 20% от номинальной толщины стенки трубы типа потеря металла (коррозионные дефекты, риски), расслоение с выходом на поверхность, мелких трещин, а также дефектов типа "аномалии сварного шва" (чешуйчатость, поры выходящие на поверхность) с остаточной высотой усиления не менее значений, установленных в РД 08.00-60.30.00-КТН-050-1-05.

Шлифовка выполняется для ремонта во вмятинах дополнительных дефектов - рисок, потерь металла, трещин, расслоений с выходом на поверхность в соответствии с таблицей 6.2.

Сварные присоединения (места старых приварок контрольно-измерительных колонок, места приварок шунтирующих перемычек и другие наплавления металла), примыкающие к бездефектному поперечному или продольному сварному шву, зашлифовываются ровно с поверхностью трубы.

При шлифовке при снятии металла производится восстановление плавной формы поверхности, снижается концентрация напряжений. Максимальное допустимое давление в трубе при исполнении выборочного ремонта методом шлифовки – не более 2,5 МПа. Зашлифованный участок подлежит визуальному, магнитопорошковому контролю или контролю методом цветной дефектоскопии.

После шлифовки должна исследоваться остаточная толщина стенки трубы методом ультразвуковой толщинометрии. Остаточная толщина должна быть не менее 80 % от номинальной толщины стенки.

При шлифовке трещин перед установкой муфты глубина выбранного металла обязана превышать глубину трещины не меньше, чем на пять процентов от номинальной толщины стенки. Остаточная толщина стенки после шлифовки трещин должна быть не менее пяти миллиметров.

Ремонт шлифовкой воспрещается на переходах через естественные и искусственные препятствия и другие ответственные участки.

Заварка дефектов

Заварку можно применять для ремонта дефектов стенки трубы типа "потеря металла" (коррозионные язвы, риски) с остаточной толщиной стенки трубы не менее пяти миллиметров, а также дефектов типа "аномалии поперечного сварного шва" (поры, выходящие на поверхность, подрезы сварного шва, отсутствующее усиление, недостаточная ширина шва) .

Расстояние между смежными повреждениями обязано быть не меньше 100 миллиметров. Расстояние от завариваемых дефектов до сварных швов, т.ч. до спиральных, должно быть не менее 100 миллиметров.

Заварку возможно проводить при присутствии в трубопроводе избыточного давления не менее 0,1 МПа и максимальном допустимом давлении в нефтепроводе не более 2,5 МПа с учетом погрешности измерения применяемых приборов.

Заварка дефектных мест делается ручной электродуговой сваркой электродами основного типа.

В начале заварки полость коррозионного повреждения и поверхность трубы в радиусе не меньше 2-х диаметров повреждений зачищается до металлического блеска механическим воздействием фрезой или шлифовкой с целью:

- получения формы кратера, обеспечивающего размеренное и качественное наложение валиков;
- полного удаления продуктов коррозии и возможных поверхностных микротрещин.

Примыкающий к кратеру участки зачищаются до металлического блеска на ширину не меньше 15 мм, но перед этим с поверхности трубы очищаются остатки изоляции, грязь, масло.

Количество наплавленных слоев, без учёта контурного шва, должно быть не меньше 3-х. Сварные швы обязаны быть плотными, с мелкой чешуйчатостью, 0,5 - 0,7 миллиметров, и предоставлять плавный переход к основному металлу. Подрезы на основном металле не разрешаются.

После остывания наплавленный участок обрабатывается механическим методом, поверхность ровная, без чешуйчатости, усиление равномерным по всей площади. Высота усиления ровняется 0,7 - 1,5 миллиметров.

Подготовка и выполнение сварочных работ по заварке дефектов на стенке трубы обязана соответствовать требованиям, приведенным в разделе 10 РД 153-39.4-086-01 (введенным в действие РД-08.00-60.30.00-КТН-056-1-05).

Подготовка и выполнение сварочных работ по заварке дефектов поперечных сварных швов должна соответствовать требованиям, приведенным в «Технологии ремонта дефектов кольцевых сварных швов действующих магистральных нефтепроводов методом наплавки».

Наплавленный металл подлежит визуальному, магнитопорошковому контролю для обнаружения внешних дефектов и ультразвуковому контролю для обнаружения внутренних дефектов. По результатам неразрушающего контроля качества сварных швов делается заключение установленной формы по РД 08.00-60.30.00-КТН-046-1-05.

Вырезка дефекта (замена «катушки»)

В этом способе ремонта, секция или участок секции с дефектом («катушка») подвергается вырезанию из нефтепровода с заменой бездефектной «катушкой». Вырезка дефекта применяется в случае обнаружения недопустимого сужения проходного диаметра нефтепровода, недопустимости обеспечения требуемой степени восстановления нефтепровода в установке муфт (протяженная трещина, глубокая вмятина с трещиной или коррозией) или при наличии на секции более двух муфт.

Способ вырезки дефектного участка трубопровода назначается в зависимости от конкретных условий, присутствие соответствующих технических средств и применённой технологии ремонта.

При вырезке дефектных участков участвуют следующие виды резки:

- газовая резка:
 - машинная кислородная резка;
 - ручная кислородная резка;
 - воздушно-плазменная резка;
- резка с использованием энергии взрыва;
- холодная резка.

В общем случае при выборе необходимой вырезки нужно следующее:

- газовая резка используется только при условии выполнения всех противопожарных требований, предъявляемых к ведению огневых работ во взрывоопасных условиях. Трубопровод должен быть опорожнен и загерметизирован.

- вырезка дефектного участка трубопровода при помощи энергии взрыва применяется на заполненных перекачиваемым продуктом или опорожненных трубопроводах в соответствии с действующим руководством по их применению;

- холодная резка требует обеспечения свободного вращения вокруг трубопровода двигателя с редуктором, т.е. соответствующей подготовки котлована, а также охлаждения рабочего органа (фрезы) смазочно-охлаждающей жидкостью для обеспечения пожарной безопасности.

Газовая резка.

Кислородная резка может применяться при выполнении всех видов сварочно-монтажных и ремонтных работ на трубах из углеродистых и низколегированных сталей, в том числе и для выполнения огневых работ при избыточном давлении 200-500 Па. В качестве горючего газа используется баллонный сжиженный газ, пропан или ацетилен в баллонах, а для резки - кислород технический по ГОСТ 5583-78.

Разметка линии реза на трубе и установка направляющего пояса при машинной резке делаются с помощью ленточного шаблона.

Кромки труб после кислородной резки зачищаются шлифмашинкой или напильником до металлического блеска.

При наличии изоляции на трубах разрезаемый участок трубы шириной 50-100 мм по периметру, тщательно зачищается механической или ручной проволочной щёткой. На поверхности не должно быть слоя праймера, следов изоляции, окалины, масляных и жировых загрязнений.

Кислородная резка не может применяться для резки труб из многослойного металла, легированных сталей.

Воздушно-плазменная резка металлов - один из самых эффективных процессов термической резки. Процесс плазменной резки может выполняться механизированным или ручным способами.

Плазменной резке могут подвергаться трубы из низкоуглеродистых и низколегированных сталей (сталь 20, 17Г1С, дисперсионно-твердеющие типа

X60, X65) термоупрочнённые, трубы из стали с контролируемой прокаткой, многослойные трубы.

В начале сварки кромки труб, выполненные плазменной резкой, должны очищаться до металлического блеска на глубину не менее 0,3 миллиметров и очищаться от остатков шлака шлифмашинкой. Точность и качество поверхности реза согласно ГОСТ 14792-80.

Резка с использованием энергии взрыва.

Метод резки труб с помощью энергии взрыва разработан Институтом электросварки им. Е.О. Патона и является высокопроизводительным и эффективным технологическим процессом резки труб в полевых условиях при производстве ремонтно-восстановительных работ.

Сущность метода состоит в следующем: заряд, выполненный в виде медной трубки с кумулятивной выемкой устанавливается по периметру трубы на расстоянии $h=10-21$ мм, в зависимости от размеров трубы. В момент взрыва создаётся направленное действие сфокусированной энергии, что мгновенно разрезает металл. Включение заряда в действие осуществляется дистанционно при помощи электроимпульса.

Перед сваркой концы труб после взрывной резки должны быть обрезаны газовой или плазменной резкой под фаску.

Холодная резка.

Пневматический труборез "Файн-600" предназначен для вырезки поврежденных участков трубопроводов.

Труборез может быть использован как для разделительной резки, так и для резки под фаску.

Труборез состоит из двигателя и редуктора, который приводит в движение рабочий диск фрезы и тележку, оснащённую зубчатыми колёсами и роликовой цепью. Труборез устанавливается четырьмя колёсами на обрезаемую трубу и фиксируется на ней роликовой цепью. После включения двигателя плотно фрезы путём вращения вручную рукоятки вертикальной подачи прижимается к трубе до тех пор, пока стенка трубы не будет перерезана. Затем при помощи

ручки включения хода приводятся в движение зубчатые ведущие колёса, которые тянут по окружности тележку.

Таким образом, фреза двигается вокруг трубы и выполняет самостоятельную резку.

Метод ремонта нефтепровода путем замены участка может применяться для ремонта всех дефектов, находящихся на определенном участке нефтепровода. Замена участков должна проводиться по экономическим соображениям и в труднодоступных местах (подводные переходы, участки болот и т.д.).

Порядок организации и выполнения работ по вырезке и врезке «катушек», требования к врезаемым «катушкам» определяются ОР-13.01-45.21.30-КТН-004-2-02*.

Технология ремонта методом замены участка обязано соответствовать действующим нормативным документам, отвечающим требованиям вновь строящегося трубопровода.

Установка ремонтных муфт

Приварные муфты изготавливаются в заводских условиях в соответствии с ТУ 1469-001-01297858-01 «Приварные муфты и патрубки для ремонта действующих магистральных трубопроводов», конструкторской документацией, технологической картой, должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы.

Использование муфт и других ремонтных конструкций, произведённых в полевых условиях так скажем трассовых условиях запрещается.

Муфты должны быть изготовлены из листового материала или из новых, не бывших в эксплуатации, прямошовных или бесшовных труб, используемых для сооружения магистральных нефтепроводов.

Для изготовления муфт применяются низколегированные стали марок 09Г2С, 10ХСНД, 13Г1С-У, 17Г1С-У или аналогичные им. Толщина стенки муфты и ее элементов при одинаковой прочности металла трубы и муфты не

меньше толщины стенки ремонтируемой трубы. При этом толщина стенки муфты не должна быть больше толщины стенки трубы более чем на 20%, допускается превышение 20% при округлении величины толщины стенки муфты до ближайшего стандартного значения толщины листа. При установке муфты на дефектный кольцевой сварной шов, соединяющий трубы разной толщины, или на дефект «разнотолщинность стыкуемых труб» учитывается наименьшая толщина стенки трубы, входящей в соединение. Все элементы муфты должны быть одинаковой толщины.

Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин, задиrow и рисок на поверхности муфт не допускаются. Установка муфт должна выполняться в соответствии с РД 153-39.4-086-01.

Перед установкой ремонтных муфт нужно тщательно удалить изоляционное покрытие с дефектного участка нефтепровода для следующей обработки поверхности, согласно технологии установки применяемой муфты. В целях правильности выбора ремонтной конструкции необходимо выявить тип и фактические параметры дефекта с составлением акта проведения дефектоскопического контроля.

Приварная муфта должна перекрывать место дефекта не менее, чем на 100 миллиметров от края дефекта. Длина муфт выбирается в зависимости от длины ремонтируемого дефекта, с учетом ограничений, приведенных в таблицах 6.1-6.5, и в соответствии с требованиями ТУ 1469-001-01297858-01 и технологии на установку муфт данного типа.

В местах приварки муфты и ее элементов к трубе нефтепровода проводится проверка на отсутствие дефектов стенки трубы. При наличии дефектов в стенке трубы приварка муфты в данном месте не разрешается.

Подъем и опускание нефтепровода при ведении работ по установке муфт не разрешаются.

Все сварные швы муфты при сварке должны пройти 100% визуальный и радиографический контроль. При установке муфты на трубу все монтажные сварные швы и околошовные зоны поверхности основного металла обязаны пройти контроль в соответствии с РД 08.00-60.30.00-КТН-046-1-05.

Установка композитных муфт П1В и П1П7 выполняется в соответствии с РД-23.060.30-КТН-572-06.

Установка муфтовых тройников П8 проводится в соответствии с РД-23.040.60-КТН-332-06.

Установка разрезных тройников П9 выполняется в соответствии с РД Технология ремонта дефектов трубопроводов с применением чопиков, патрубков и тройников.

Установка патрубков с эллиптическим днищем и усиливающей накладкой.

Патрубки обязаны быть выполнены в соответствии с утвержденными техническими условиями, технологическим процессом, должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы.

Установка патрубков обязана выполняться в соответствии с требованиями РД 153-39.4-086-01. Расстояние между швами усиливающей накладки патрубков и сварными швами трубы, в том числе спиральными, должно быть не менее 100 миллиметров.

Высота патрубка должна быть не менее половины диаметра патрубка, но не менее 100 миллиметров. Максимальный диаметр патрубка определяется в соответствии с таблицей 6.5. Патрубок имеет такой диаметр, чтобы расстояние от внутренней поверхности патрубка до края дефекта было не меньше 4-х толщин стенки ремонтируемой трубы. Усиливающая накладка должна иметь ширину не меньше 0,4 диаметра патрубка и иметь технологические отверстия, а толщина накладки должна быть равной толщине стенки трубы.

Эллиптические днища используются заводского изготовления и имеют следующие размеры:

- высота не менее 0,4 диаметра патрубка,
- высота цилиндрической части равна 0,1 диаметра патрубка,
- радиус сферической части не менее диаметра патрубка,

- радиус перехода сферической части к цилиндрической не больше диаметра патрубка;

В стенке патрубка делается отверстие диаметром 8 миллиметров для выхода газов при сварке. После завершения работы в отверстие забивается чопик и обваривается.

Контроль всех сварных соединений производится в соответствии с требованиями РД 153-394-086-01 «Технология сварочно-монтажных работ при установке ремонтных конструкций (муфт и патрубков) на действующие магистральные нефтепроводы».

Таблица – Допустимые размеры приварных патрубков с эллиптическим днищем и усиливающей накладкой

Диаметр нефтепровода, мм	ДОПУСТИМЫЕ ДИАМЕТРЫ ПРИВАРНЫХ ПАТРУБКОВ, мм	ДОПУСТИМАЯ ШИРИНА НАКЛАДКИ, мм	ДОПУСТИМАЯ ТОЛЩИНА СТЕНКИ ПАТРУБКА (НЕ МЕНЕЕ), мм
377	108	44	6
426	108	44	6
530	108	44	6
	159	64	6
720	108	44	6
	159	64	6
	219	88	6
820	108	44	6
	159	64	6
	219	88	6
1020	108	44	6
	159	64	6
	219	88	6
1220	108	44	6
	159	64	6
	219	88	6
	325	130	10

2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАТЬ

2.1 Композитно-муфтовая технология

Эта технология, разработанная английской фирмой British Gas и успешно применяемая в мировой практике для ремонта трубопроводов в течение последних пятнадцати лет, основана на использовании стальных муфт, устанавливаемых на трубопровод с кольцевым зазором, заполняемым специальным затвердевающим композитным составом.

Внедрение композитно-муфтовой технологии ремонта позволяет:

1. Сократить до минимума ремонт методом врезки "катушек", в результате чего:

- исключается необходимость остановки перекачки нефти на время ремонта;
- значительно снижаются трудоемкость и стоимость ремонта;
- исключаются экологические проблемы загрязнения, прилегающей к месту ремонта территории.

2. Повысить безопасность ремонта за счет исключения сварочных работ на поверхности действующего трубопровода.

3. Полностью восстановить прочность и ресурс отремонтированных участков трубопровода.

4. Унифицировать технологию ремонта дефектов трубопровода различных типов и размеров.

5. Проводить плановый выборочный ремонт дефектосодержащих участков трубопровода по данным внутритрубной диагностики при минимальном снижении рабочего давления перекачки нефти.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ современных методов ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов			
Разраб.		Безгин Д.В.			Технико-технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					45	118
Консульт.		Вазим А.А.				ТПУ гр.3 2Т00		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Для обеспечения единого подхода к планированию и проведению в ОАО МН ремонтных работ по композитно-муфтовой технологии в АК "Транснефть" разработан документ - " Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных нефтепроводов "[10].

Для автоматизированного определения параметров ремонтных конструкций при проведении ремонта магистральных трубопроводов по композитно-муфтовой технологии по результатам внутритрубной диагностики был разработан программный комплекс "Repipe".

2.1.1. Основы метода ремонта по композитно-муфтовой технологии

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

Композитно-муфтовая ремонтная конструкция состоит из стальной муфты, сваренной из двух полумуфт, которая устанавливается на трубе по центру дефекта с кольцевым зазором от 6мм до 40мм. Большой допуск для кольцевого зазора позволяет ремонтировать трубопроводы с дефектами геометрии поперечного сечения и изгибом продольной оси. Концы кольцевого зазора заполняются затвердевающим герметиком. Для герметизации боковых зазоров предусмотрено использование мастики герметизирующей «Дамас» по ТУ 2257-050-18563945-2003.

Образовавшийся объем между трубой и муфтой заполняется композитным составом «Дэка» ТУ 2257-051-18563945-2003 для передачи механических нагрузок с ремонтируемого участка трубопровода на муфту.

На время проведения ремонтных работ по композитно-муфтовой технологии проходное давление в зоне дефекта должно быть снижено из соображений безопасности при обследовании дефектных участков, установке ремонтной конструкции и на время отверждения композитного состава, а также

из условия восстановления несущей способности отремонтированного дефектного участка трубопровода до уровня бездефектной трубы. Требования к снижению рабочего давления при ремонте магистральных трубопроводов по композитно-муфтовому методу приведены в “Методике на проведение выборочного ремонта трубопроводов композитно-муфтовым методом на основе результатов внутритрубной диагностики”.

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

Ремонтная муфта со сварным соединением полумуфт (Рисунок 5.1) состоит из двух полумуфт, которые соединяются между собой сварными швами при монтаже муфты на трубопровод. При этом сама муфта к трубопроводу не приваривается. Боковые кромки обеих полумуфт имеют разделку под сварку. Полумуфты изготавливают из листовой стали, при этом прочностные характеристики металла муфты должны быть не ниже характеристик прочности металла трубы, а толщина стенки муфты не меньше толщины стенки трубы.

В нижнюю полумуфту ввинчиваются два входных стальных патрубка, предназначенные для подсоединения к ним гибких шлангов, по которым будет подаваться композитный состав, при этом один патрубок является основным для подачи композитного состава, а другой является резервным (подключение к резервному патрубку производится в случае засорения основного).

В верхнюю полумуфту ввинчиваются два выходных стальных патрубка. Кроме того, в верхней полумуфте имеются три ряда контрольных отверстий с болтами, предназначенными для выпуска воздуха и контроля уровня композитного состава при заливке.

В обеих полумуфтах имеются по четыре резьбовых отверстия, в которые вворачиваются установочные болты, предназначенные для регулировки зазора между муфтой и трубой и выполняющие функцию опор при установке муфты на трубопровод.

Длина муфты зависит от вида, длины дефекта в осевом направлении и наружного диаметра трубопровода.

Для ремонта трубопроводов диаметром 530 мм 720 мм, 820 мм, 1020 мм, 1220 мм применяют муфты длиной: 1000 мм; 1500 мм; 2000 мм; 2500 мм; 3000 мм; 3500мм; трубопроводов диаметром 219 мм, 273 мм, 277 мм, 325 мм, 377 мм, 426 мм применяют муфты длиной: 500 мм, 750 мм, 1000 мм, 1250 мм, 1500 мм, 1750 мм, 2000 мм, 2250 мм, 2500 мм, 2750 мм, 3000 мм, 3250 мм, 3500 мм.

В случае, если длина требуемой для ремонта муфты превышает 3500 мм, то применяют сварную составную муфту, состоящую из нескольких муфт, расположенных встык друг с другом и соединенных между собой кольцевым сварным швом.

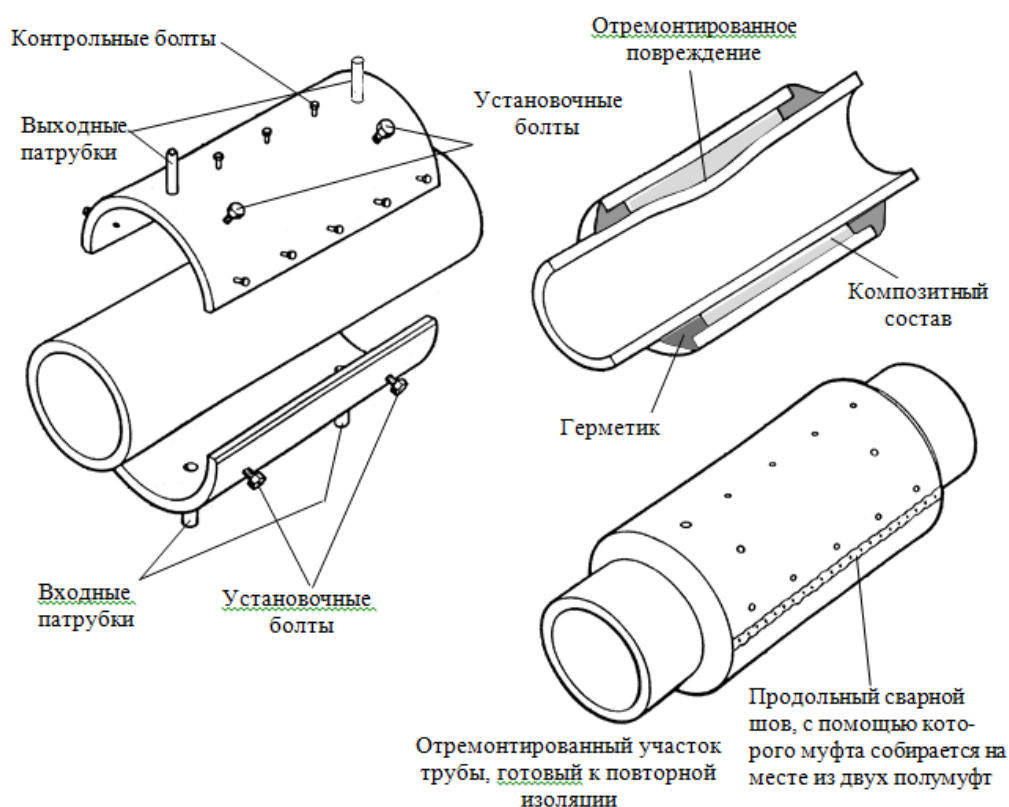


Рисунок 2.1 - Ремонтная муфта со сварным соединением полумуфт

2.1.2. Виды ремонтируемых дефектов по КМТ

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

Потеря металла (любого происхождения и конфигурации, внутренняя и наружная) протяженностью до заводской длины трубы, шириной до 60% от

длины окружности трубы и глубиной до 90% от номинального значения толщины стенки:

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

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

Дефекты и трещины в продольных, поперечных и спиральных сварных швах в соответствии с требованиями РД 153-39-030-98 /1/.

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

Вмятины в соответствии с таблицей 2.1

Таблица 2.1 – Допустимая глубина вмятин и гофров при ремонте по композитно-муфтовой технологии

D_н, мм	325	377	426	530	720	820	1020	1067	1220
H_д, мм	33	38	43	53	50	48	45	45	45
H _д – допустимая глубина вмятины или сумма высоты выпуклости и глубины вогнутости гофра									

2.1.3. Технологические операции, выполняемые при установке ремонтной конструкции

Организация и технологическая последовательность выполнения основных работ по ремонту дефектных участков трубы с применением ремонтных конструкций П1 следующая:

- определить и обозначить местоположение дефекта на местности;
- снизить рабочее давление до 2,5МПа;
- вскрыть трубопровод до нижней образующей;

- доработать ремонтный котлован на глубину не менее 0,8 м от нижней образующей трубы;
- уточнить местоположение дефекта и положение трубопровода;
- отключить нефтепровод от системы электрохимзащиты;
- демонтировать изоляционный слой трубопровода;
- провести ДДК;
- устранить дефект;
- восстановить изоляцию трубопровода;
- выполнить контроль качества выполненных изоляционных работ;
- подключить трубопровод к системе электрохимзащиты;
- засыпать котлован.

2.1.4. Монтаж ремонтной конструкции П-1 на трубопроводе

Работы по устранению дефектов на линейной части МН производить в соответствии с РД-75.180.00-КТН-164-06 [27], РД-23.040.00-КТН-090-07 [24] и операционной технологической картой ТК-01-05[32].

Монтаж ремонтной конструкции П1 выполнять в следующей последовательности:

- очистить поверхность нефтепровода в месте дефекта от изоляционного покрытия, следов коррозии и грязи. Работы производить ручным инструментом (ручные скребки, металлические щетки и др.). Очистку трубы в зоне дефекта производить ручной металлической щеткой. Длина очищенного участка трубопровода должна превышать длину устанавливаемой муфты на 300-400 мм (150 – 200 мм с каждой стороны). На очищенной поверхности не должно быть острых выступов, заусенцев, брызг металла, а также остатков изоляционного и защитного покрытия;

- провести ДДК дефекта в соответствии с требованиями ОР-13.01-74.30.00-КТН-004-1-03 «Регламент и методика проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных и технологических трубопроводов». По результатам ДДК оформить акт, который

утверждается главным инженером ОАО. При несовпадении фактических параметров и типа дефекта, определенных ДДК, с данными отчета по диагностики, которые приводят к изменению метода ремонта, согласно [24], работы должны быть остановлены. Запрещается возобновление работ без выполнения процедур предусмотренных ОР-13.01-74.30.00-КТН-004-1-03;

- отметить маркером (мелом) границы и центр дефекта на трубопроводе, границы муфты симметрично относительно центра дефекта;

- отметить на участке с неснятым изоляционным покрытием реперную точку, измерить и записать расстояние между реперной точкой и серединой дефекта;

- установить сборное укрытие палаточного типа;

- провести дробеструйную обработку поверхности трубопровода в зоне ремонта и внутренней поверхности ремонтных полумуфт. Длина участка дробеструйной обработки должна быть равна длине муфты плюс 100-150 мм с каждой стороны. Качество поверхности, достигнутое при помощи дробеструйной обработки, должно соответствовать шведскому стандарту SVENSK STANDART SIS 05 59 00 Sa 2,5-Sa 3,0. Отмеченное на трубе место дефекта дробеструйной 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. Для монтажных работ использовать рымболты, вкрученные в отверстия установочных болтов. Полумуфты фиксировать на трубопроводе двумя цепными стяжками. При монтаже муфты на трубопровод установить величину зазора между полумуфтами для сварки продольного шва 3-4 мм с помощью мерных пластин;

- выполнить прихватку полумуфт сваркой одновременно (параллельно) двумя сварщиками с разных сторон труб. Предварительно места приварки прихваток разогреть газовой горелкой до температуры 100-150⁰С. Прихватки выполнять вдоль шва равномерно, на расстоянии примерно 0,5 м друг от друга,

минимальная длина прихватки должна составлять 50 мм. Минимальное количество прихваток равно трем;

- отрегулировать кольцевой зазор в диапазоне 6-40 мм между муфтой и трубопроводом для исключения приварки к трубе, используя установочные болты. После регулировки вставить распорные клинья (на 6 и 12 часов) с каждого конца. Необходимое количество клиньев определяется геометрией трубы;

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

- выполнить сварку двух корневых швов. Сварку продольных швов следует проводить одновременно. При протяженности шва более 1 м на каждом шве должны работать одновременно два сварщика. Предварительно места сварки разогреть газовой горелкой до температуры 100-150 °С. Контроль температуры проводить термическим карандашом в 4-х точках (при температуре 100°С он плавится). В процессе сварки проводить зачистку шлифовальной машинкой начала и конца каждой прихватки и окончательное заполнение корневого шва, который затем зачистить шлифовальной машинкой или металлической щеткой до металлического блеска;

- провести заполнение промежуточных слоев сварного шва. После окончания каждого промежуточного слоя провести зачистку сварного шва шлифовальной машинкой или металлической щеткой до чистого сплошного металла;

- срезать выводные планки, места их приварки зачистить;

- выполнить визуальный осмотр и обмер сварочного шва на муфте, контроль качества сварных швов неразрушающими методами контроля в соответствии с ГОСТ 3242-79 и [27]. Качество сварных швов должно соответствовать требованиям РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05;

- 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 мм до 40 мм.

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 готовить порциями не более 10-12 л. Время отверждения приблизительно 15 минут;

- провести герметизацию краев кольцевого зазора;

- приготовить композитный состав;

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

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

- заполнить композитным составом кольцевой зазор через нижний входной патрубок. Композитный состав нагнетать до тех пор, пока резервный шланг не будет заполнен композитным составом затем пережать зажимом резервный шланг и продолжить заполнение кольцевого зазора до выхода композитного состава через верхние выходные патрубки на 30-40 см. Шланги пережать зажимами. Операцию заполнения муфты композитным составом выполнять при температуре от $+3^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$. Ремонтную конструкцию выдерживать в течение 24 часов при температуре от $+3^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$ для отверждения композитного состава;

- срезать заподлицо входные и выходные патрубки, контрольные и установочные болты;

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

- смонтировать перемычку между муфтой и трубой с помощью термитной или электродуговой сварки;

- произвести контроль качества ремонта;

- оформить акт на устранение дефекта в соответствии с ОР-13.01-45.21.30-КТН-002-1-03.

2.2. Ремонтная конструкция тип П-2

Состоит из двух центральных и двух технологических колец.

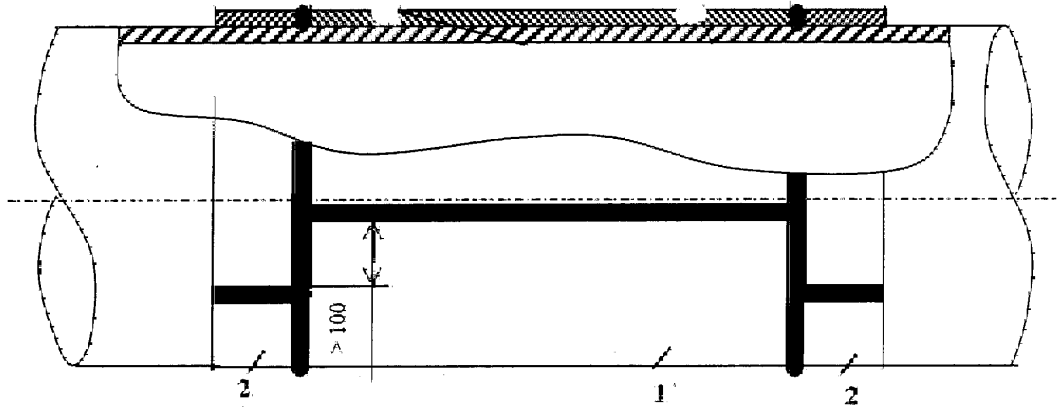


Рис. 2.2 - Ремонтная конструкция П-2 состоящая из:

1. Центральные кольца
2. Технологические кольца

2.2.1. Виды ремонтируемых дефектов с помощью муфты П-2

Муфта П-2 устанавливается на

- Дефекты геометрии трубы - вмятины
- Дефекты стенки трубы; потеря металла наружная и внутренняя, трещины по телу трубы, расслоение, сварные заплаты не превышающие D_n

2.2.2. Монтаж ремонтной конструкции П-2 на магистральном трубопроводе

Установка обжимной приварной муфты (тип П-2) производится в следующей последовательности:

Перед началом ремонтных работ необходимо проверить соответствие муфт чертежам и провести визуальный их контроль.

Муфты, в случае необходимости, с наружной и внутренней поверхности должны быть очищены от ржавчины пескоструйной обработкой (или металлической щеткой).

Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин на поверхности муфт не допускаются.

Выявленные поверхностные дефекты в виде царапин и задиров глубиной более 0,2 мм и не превышающие 5% толщины стенки муфты (δ_m) устраняются зачисткой. Толщина стенки муфты в местах зачистки не должна выходить за пределы минусового допуска. Проверка толщины стенки должна проводиться ультразвуковым толщиномером. Необходимо также провести проверку фактической толщины стенки муфты, размеры кромок (угла скоса, величины притупления) для сварки продольных стыков муфт и перпендикулярность кромок для сварки кольцевых угловых швов (при приварке муфты или ее элементов к трубе нефтепровода).

Перед сборкой муфт необходимо провести очистку до металлического блеска кромок и прилегающих к ним наружной и внутренней поверхности муфт на ширину не менее 10,0 мм.

Производится очистка трубопровода от старой изоляции на длину муфты плюс не менее 100 мм. в каждую сторону. Как правило, ручным способом (металлическими скребками).

Затем в месте установки муфты сошлифовываются продольные швы до усиления 0,5-1,0 мм. В местах нахождения кольцевых сварных швов и на 100 мм. в обе стороны производится зачистка трубы. В местах установки муфт, особенно в случае приварки муфты или ее элементов к трубе нефтепровода, должна быть проведена проверка на наличие внутренних дефектов стенки трубы. Контроль стенки по периметру трубы должен проводиться ультразвуковым толщиномером через каждые 50 мм по линии сварки и на расстоянии 50 мм в обе стороны от линии сварки. В случае наличия в контролируемой зоне внутренних дефектов (расслоений) приварка муфты к трубе не допускается.

Сборка муфты и ее фиксирование на трубе производится с помощью различных съемных приспособлений, которые обеспечивают обжатие муфты по отношению к трубе. В качестве сборочных приспособлений к применению рекомендуется наружные роликозвенные центраторы или гидравлические цепные приспособления, а также приспособления жесткой конструкции (рис.2.2).

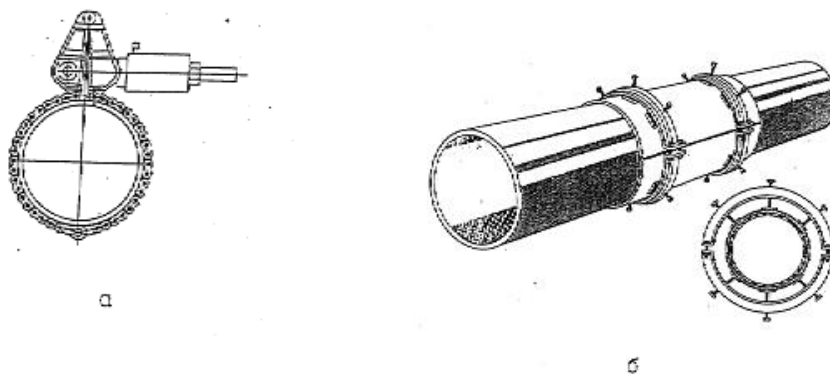


Рис. 2.2 - Приспособления для монтажа муфты

А – гидравлическое цепное приспособление

Б – сборочное приспособление жесткой конструкции

Количество сборочных приспособлений определяется длиной муфты или ее элементами и составляет не менее 2-х на каждый метр длины.

При установке муфты на трубу запрещается наносить удары кувалдой или другими предметами с целью получения необходимого обжатия.

После сборки на трубе двух полуобечаяек необходимо проводить проверку зазора и смещения стыкуемых кромок. Одновременно должен проводиться контроль за величиной зазора между стенками муфты (или ее элементов) и основной трубой нефтепровода по всему периметру.

В случае несоответствия размеров муфты при установке на ремонтируемую трубу допускается их уменьшение до требуемых значений с помощью газовой резки с последующей обработкой кромок шлифмашинкой.

Как правило снимается одна полуобечайка и превышение размера муфты удаляется газовым резаком со скосом кромок, обрабатывается шлифовальной машинкой абразивным кругом.

Затем операция монтажа повторяется до получения требуемых зазоров.

После получения требуемых зазоров производится сварка продольных швов, затем кольцевых швов по обе стороны.

По обе стороны от центрального кольца устанавливают полуобечайки технологических колец, производят их сборку, аналогичную сборке «центрального кольца» после чего выполняют сварку продольных швов.

Затем выполняют сварку кольцевых швов в зоне «центральное кольцо – технологическое кольцо».

Наружные концы технологических колец к трубе не привариваются

2.3. Вырезка катушек, задвижек, соединительных деталей

Порядок организации работ по вырезке катушек, задвижек, соединительных деталей

Вырезка катушки, запорной арматуры (задвижек, запорных клапанов и т.д.) и соединительных деталей (далее – катушка) должна производиться одним из методов:

- безогневым методом;
- с применением энергии взрыва (УКЗ, ШКЗ).

Производство работ по вырезке катушки должно выполняться по нарядам-допускам и в соответствии с требованиями, указанными в ППР и инструкции по эксплуатации МРТ.

В МТ на месте вырезки катушки перед началом и на весь период производства работ должно быть обеспечено поддержание атмосферного давления и выполнены мероприятия по предотвращению попадания нефти/нефтепродукта к месту вырезки катушки.

За 24 ч до начала вырезки катушки должны быть отключены станции катодной и дренажной защиты МТ на расстоянии не менее 10 км в обе стороны от места производства работ.

Длина вырезаемой катушки должна превышать длину дефектного участка не менее чем на 100 мм с каждой стороны, но не менее диаметра МТ.

При установке герметизатора (типа «Кайман», ГРК, ПЗУ) длина вырезаемой катушки определяется в соответствии с требованиями 12.1.1.

Перед началом работ по резке труб ремонтный котлован должен быть подготовлен в соответствии с требованиями подраздела 6.2 при нормальных условиях и подраздела 6.3 в местах с высоким уровнем грунтовых вод и на болотах.

До начала резки труб изоляционное покрытие в местах резки, в зависимости от способа выполнения операции, должно быть удалено по всей окружности трубы на ширину не менее 50 мм при использовании энергии взрыва, не менее 600 мм – для МРТ. Поверхность МТ в местах резки должна быть очищена от остатков клея, праймера и мастики.

Перед установкой МРТ или зарядов на МТ котлован необходимо зачистить от остатков изоляционных материалов и замазученного грунта.

При проведении работ по вырезке катушки с применением МРТ операции проводятся с непрерывным контролем воздушной среды с помощью индивидуальных газоанализаторов-сигнализаторов. Если концентрация паров нефти/нефтепродукта в воздухе рабочей зоны составляет для паров нефти, керосина, дизельного топлива более 300 мг/м^3 , для бензина – более 100 мг/м^3 , то операции по прорезке металла трубы, вбиванию клиньев в надрез, демонтажу МРТ в рабочем котловане должны проводиться исполнителями работ в шланговом противогазе. Все исполнители работ по наряду-допуску на огневые и газоопасные работы, должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами. На весь период работы должен быть организован непрерывный контроль воздушной среды на загазованность в непосредственной близости от работающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания согласно требованиям ОР-13.040.00-КТН-006-12. Для устранения загазованности должны применяться приточные вентиляторы с электродвигателями во взрывозащищенном исполнении, оснащенные прорезиненными рукавами для подачи свежего воздуха в рабочую зону котлована и обеспечивающие восьмикратный обмен воздуха. Вентилятор должен размещаться с наветренной стороны на

подготовленной ровной площадке вне котлована, на расстоянии не ближе 5 м от бровки.

Перед вырезкой катушки на МТ должна быть установлена шунтирующая перемычка из медного многожильного кабеля сечением не менее 16 мм². При ремонте МТ на участках с наличием блуждающих токов электрифицированных железных дорог сечение перемычки должно быть рассчитано на максимальный ток дренажа, но не менее 50 мм². Вырезаемая катушка так же шунтируется с нефтепроводом/нефтепродуктопроводом. При вырезке соединительного элемента (тройника) между собой шунтируются все подходящие трубопроводы и вырезаемый элемент. Концы шунтирующих перемычек должны иметь медные кабельные наконечники. Крепление шунтирующих перемычек к МТ, гибким стальным лентам (хомутам) должно выполняться с помощью болтового соединения:

а) на невырезаемую часть МТ – к гибким стальным лентам (хомутам), установленным с натяжкой на очищенную до металлического блеска поверхность трубы.

б) на вырезаемую часть МТ – к стальным болтам с резьбой от М12 до М16, приваренным к телу трубы при отсутствии загазованности в котловане или к гибким стальным лентам (хомутам), установленным с натяжкой на очищенную до металлического блеска поверхность трубы.

Для выполнения соединения, на хомуте должен быть приварен стальной болт с резьбой от М12 до М16;

Длина шунтирующих перемычек должна обеспечивать свободный проход МРТ и демонтаж вырезанной катушки из ремонтного котлована.

Перед проведением огневых и газоопасных работ на линии аварийного сброса необходимо отключить линию аварийного сброса от резервуаров установкой штатных заглушек.

МРТ и другое оборудование, применяемое при вырезке катушки безогневым методом, должны иметь паспорта, формуляры, разрешение Ростехнадзора на применение.

При вырезке катушки взрывом должны применяться технологии и взрывчатые материалы, устройства и аппаратура для производства взрывных работ, на которые имеются разрешения Ростехнадзора.

Вырезка катушки с применением машин для резки труб

Вырезка катушки должна производиться машинами для резки труб с электроприводом (пневмо- или гидроприводом) во взрывобезопасном исполнении с частотой вращения режущего инструмента не более 60 об/мин и подачей не более 30 мм/мин. Инструкция по эксплуатации машин для резки труб должна разрабатываться на основании руководства по эксплуатации (инструкции) и паспорта изготовителя изделия, правил и норм безопасности и включать в себя: требования по транспортировке, монтажу на МТ, подготовке к работе и выполнению резки, демонтажу и хранению. Инструкция по эксплуатации машины утверждается главным инженером ОСТ.

Вырезка катушки должна осуществляться одновременно двумя МРТ. Машины для резки трубы устанавливаются на трубе согласно инструкции по эксплуатации МРТ в соответствии со схемами вырезки катушек, запорной арматуры и соединительных деталей (см. рисунки 11.1 – 11.3).

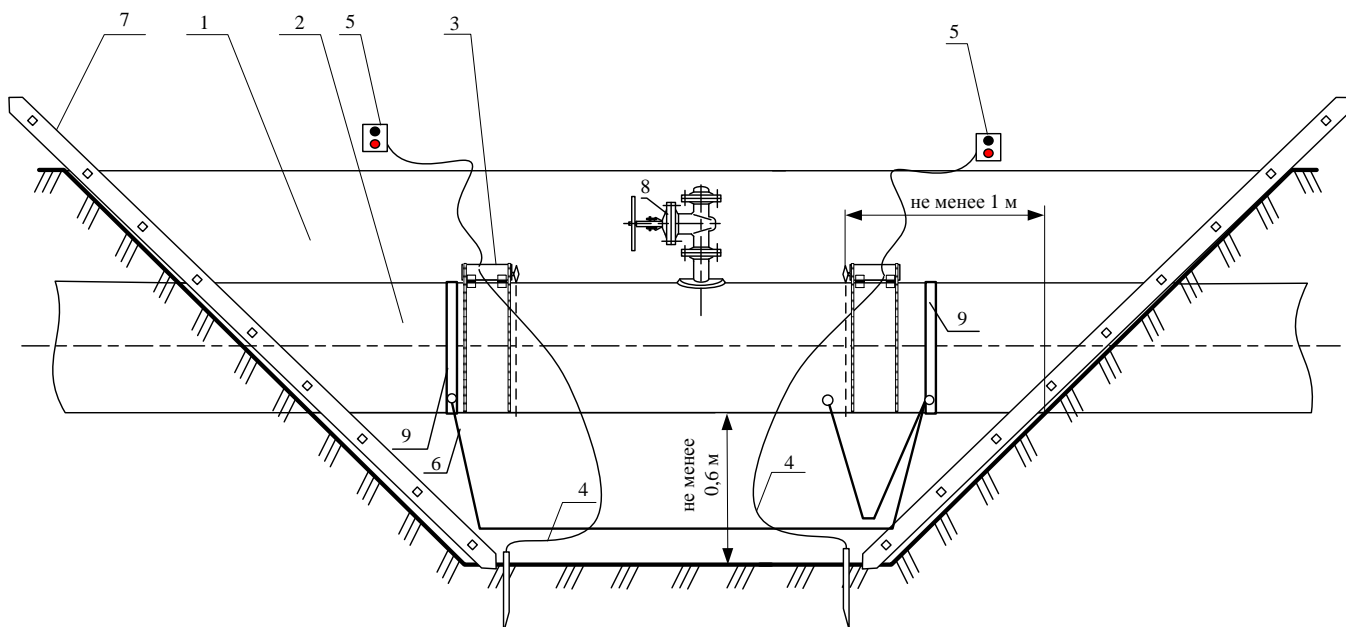
Установка МРТ на вырезаемую катушку при производстве резки запрещается.

При вырезке тройника должны одновременно устанавливаться и работать три машины для резки трубы.

Работы при резке труб должны проводиться в указанной последовательности с соблюдением следующих требований:

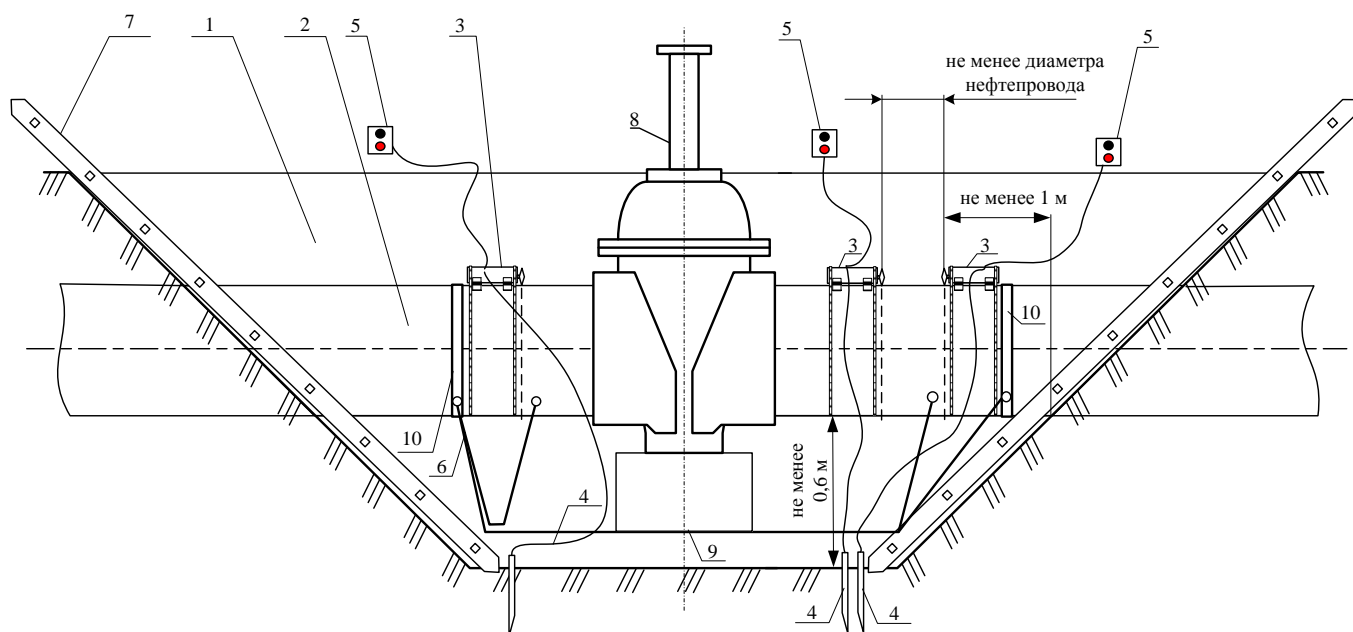
а) до начала работ проверить и убедиться в полной комплектности, исправности и работоспособности применяемого оборудования. Состояние электрооборудования должно соответствовать 19.5.7, 19.5.8;

б) разметить место реза и установить МРТ на МТ, при монтаже удерживать её грузоподъемным механизмом до тех пор, пока не будут натянуты цепи вокруг тела трубы;



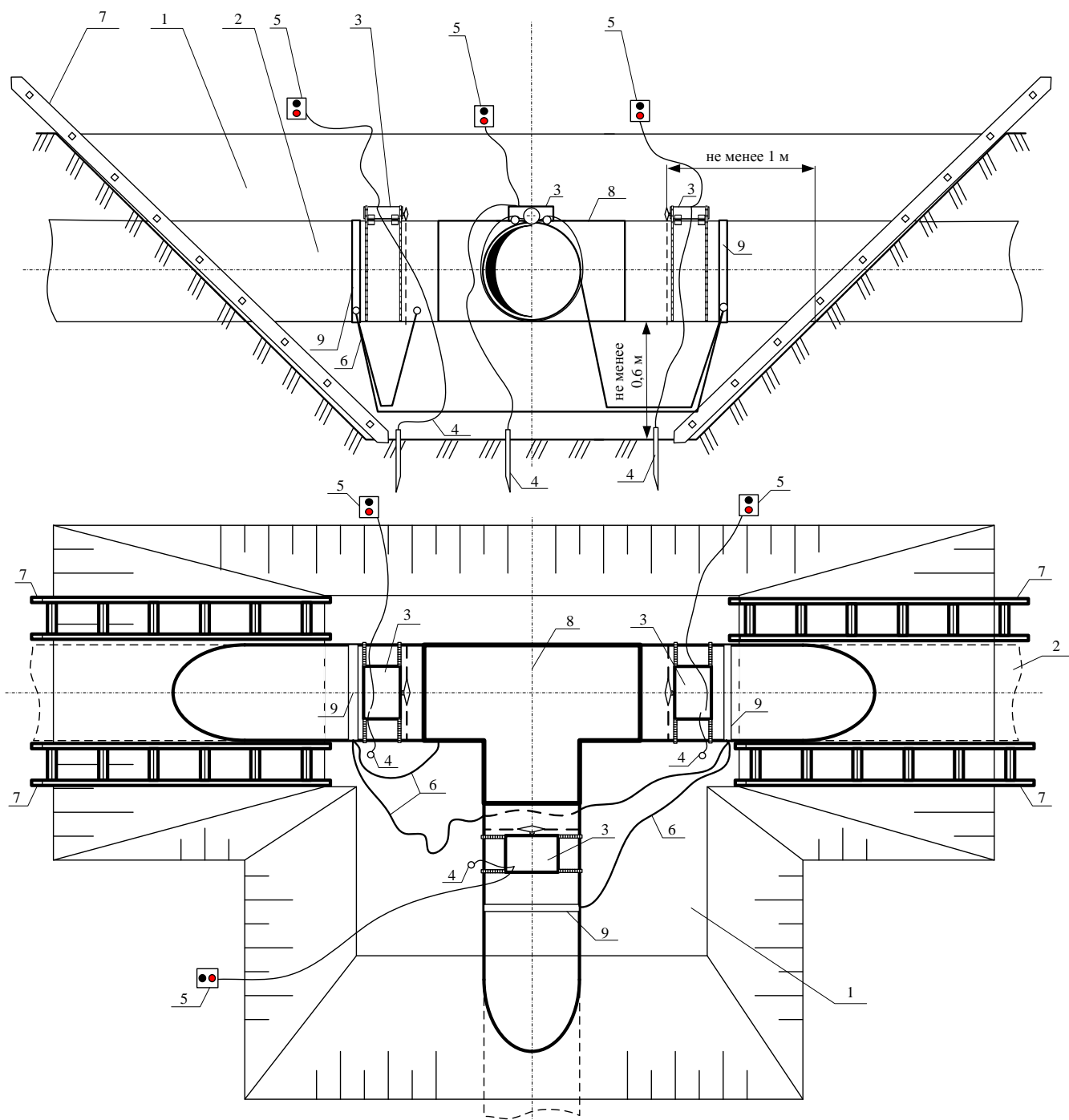
- 1 – рабочий котлован; 2 – МТ; 3 – МРТ; 4 – провод заземления МРТ со штырем;
 5 – пульт управления МРТ; 6 – шунтирующая перемычка; 7 – приставная лестница;
 8 – вантуз; 9 – гибкая стальная лента (хомут)

Рисунок 11.1 – Схема безогневой вырезки катушки



- 1 – рабочий котлован; 2 – МТ; 3 – МРТ; 4 – провод заземления МРТ со штырем;
 5 – пульт управления МРТ; 6 – шунтирующая перемычка; 7 – приставная лестница;
 8 – запорная арматура; 9 – фундамент; 10 – гибкая стальная лента (хомут)

Рисунок 11.2 – Схема безогневой вырезки запорной арматуры



1 – рабочий котлован; 2 – МТ; 3 – МРТ; 4 – провод заземления МРТ со штырем;

5 – пульт управления МРТ; 6 – шунтирующая перемычка; 7 – приставная лестница;

8 – тройник; 9 – гибкая стальная лента (хомут)

Рисунок 11.3 – Схема безогневой вырезки тройника

в) выполнить подключение сетевой вилкой пульта управления МРТ к энергоустановке (щиту управления), заземлить МРТ и пульт управления МРТ;

г) проверить силовые кабели на отсутствие внешних повреждений и уложить их на инвентарные стойки;

д) подготовить емкость со смазочно-охлаждающей жидкостью вместимостью не менее 50 л и обеспечить постоянное охлаждение фрезы во время резки;

е) удерживать вырезаемую катушку грузоподъемным механизмом до окончания вырезки и последующего демонтажа;

и) произвести вырезку катушки в соответствии с инструкцией по эксплуатации МРТ, при круговом движении МРТ по внешнему периметру трубопровода не допускать попадания силового и заземляющего кабелей, шунтирующих перемычек в зону работы фрезы. Прокладку силового кабеля от МРТ до пульта управления МРТ выполнить таким образом, чтобы исключить его натяжение на весь период резки и прохождения МРТ по внешнему периметру трубы;

к) с целью исключения заземления режущего диска фрезы при резке труб, вызванного освобождением напряжений в трубе, необходимо вбивать клинья в надрез через каждые 250 – 300 мм на расстоянии от 50 до 60 мм от режущего инструмента. Клинья должны быть изготовлены из искробезопасного материала.

Грузоподъемные работы по монтажу и демонтажу МРТ, поддержке и удалению вырезаемой катушки должны выполняться с помощью грузоподъемных механизмов в соответствии с правилами [4].

Выполнение операций по монтажу МРТ на трубу и её демонтажу с трубы должно осуществляться с отключенной от энергоустановки (щита управления) сетевой вилкой пульта управления МРТ.

Работа по вырезке катушки безогневым методом запрещается:

- при неисправной и некомплектной МРТ;
- при расстоянии между стенкой котлована и МРТ менее 0,6 м;
- при наличии на силовом кабеле внешних повреждений, соединительных муфт, «скруток»;

- при отсутствии заземления МРТ, пульта управления МРТ, энергоустановки (щита управления);
- при наличии на фрезе выкрошенных зубьев, трещин и зон притуплений;
- с не зафиксированным на фрезе предохранительным кожухом;
- при скорости вращения фрезы более 60 об/мин и подачи более 30 мм/мин;
- без равномерного постоянного охлаждения фрезы;
- при наличии людей в рабочем котловане, не занятых непосредственно в работе по вырезке катушки.

После окончания работ по вырезке катушки МРТ демонтируются, ремонтный котлован освобождается от вырезанной катушки и зачищается от замазученности.

Вырезка катушки с применением энергии взрыва

Вырезка катушки с применением энергии взрыва должна проводиться по проекту производства взрывных работ в соответствии с федеральными нормами и правилами, действующими инструкциями и положениями о порядке учета, хранения, использования взрывчатых материалов.

Взрывные работы выполняются по проектам производства взрывных работ, разработанных на основе типового проекта производства взрывных работ на МТ и технологических трубопроводах НПС ОСТ. Типовой проект производства взрывных работ разрабатывается ОСТ, выполняющей взрывные работы (имеющей лицензию Ростехнадзора на применение взрывчатых материалов промышленного назначения) и утверждается главным инженером ОСТ, на объекте которого ведутся взрывные работы.

Работы по резке МТ выполняются бригадой, в состав которой входят ответственный за проведение работ (руководитель взрывными работами) и не менее двух взрывников.

На месте проведения взрывных работ должен быть выставлен пост с пожарным автомобилем и средствами пожаротушения. Для заполнения

ремонтного котлована пеной следует предусмотреть дополнительный запас раствора пенообразователя в таре.

До начала взрывных работ должны быть отмечены границы опасной зоны и выставлены посты охраны. Каждый пост должен находиться в поле зрения смежных к ним постов. Все технические средства и персонал, не участвующие в установке зарядов и не указанные в наряде-допуске, должны быть удалены за границы опасной зоны, установленной проектной документацией (для УКЗ-П – 300 м).

Все электроустановки, кабели, контактные и другие провода воздушной прокладки, находящиеся в опасной зоне, в которой монтируется электровзрывная сеть, обесточиваются с момента монтажа сети до окончания взрывных работ.

При проведении работ в ночное время обеспечивается освещенность места работы и опасной зоны соответственно не менее чем 50 и 20 лк.

Принимаются меры по защите оборудования и сооружений от осколков и воздействия взрывной волны.

Взрывники могут приступать к выполнению работ только после выполнения всех подготовительных операций и получения уведомления о готовности объекта к производству взрывных работ.

При использовании энергии взрыва запрещается:

- применение технологий и оборудования, не имеющих разрешения Ростехнадзора;
- допуск рабочих, выполняющих работы по ремонту трубопровода (демонтаж катушки), после взрыва к месту демонтажа катушки до осмотра места взрыва взрывником;
- подача звуковых сигналов без распоряжения ответственного руководителя взрывных работ;
- выдергивать или тянуть волноводы неэлектрических систем смонтированной взрывной сети;
- если взрыва не произошло, подходить к месту взрыва ранее чем через 15 мин, согласно федеральных норм и правил [5];

- держать в руках электродетонаторы при монтаже зарядов;
- подавать предупреждающие сигналы голосом;
- проводить осмотр места взрыва ранее, чем через 10 мин после взрыва.

Порядок демонтажа вырезаемых катушек

Демонтаж катушек должен проводиться с применением грузоподъемных механизмов.

При производстве работ по демонтажу вырезаемых катушек на весь период производства работ должен быть организован непрерывный контроль воздушной среды на загазованность в непосредственной близости от работающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания согласно требованиям ОР-13.040.00-КТН-006-12. Контроль воздушной среды должен осуществляться у транспортного средства со стороны места производства работ (точка контроля должна быть наиболее приближена к месту работ). Все исполнители работ по наряду-допуску на газоопасные работы должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами. При достижении концентрации газовойоздушной среды уровня ПДВК в непосредственной близости от работающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания лицо, ответственное за проведение работ, немедленно прекращает проведение работ по демонтажу катушки с принятием мер по самопроизвольному её перемещению, технические средства должны быть выключены (отключены), исполнители выведены с места проведения работ. Работы могут быть возобновлены только после устранения причин роста загазованности и принятия мер по снижению уровня ниже ПДК.

Строповку катушек следует выполнять инвентарными стропами в соответствии со схемами строповки, разработанными в ППР, проекте производства работ кранами (ППРк). Строповка тройников должна проводиться трехветвевыми стропами необходимой грузоподъемности. Способы строповки должны исключать возможность падения или скольжения перемещаемого груза.

Применяемые съемные грузозахватные приспособления должны иметь бирки и паспорта.

В ППР должны быть указаны наименования, грузоподъемность и количество применяемых грузоподъемных механизмов, приказом определены лица, ответственные за безопасное производство работ по перемещению грузов кранами.

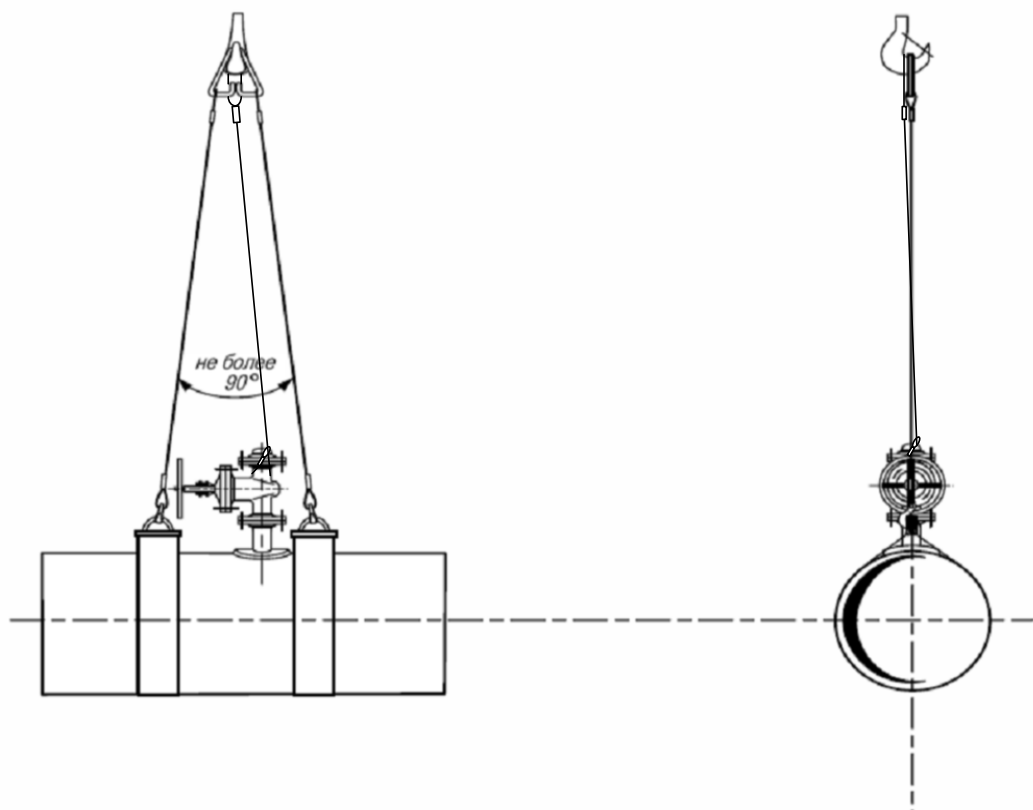


Рисунок 11.5 – Схема строповки катушки

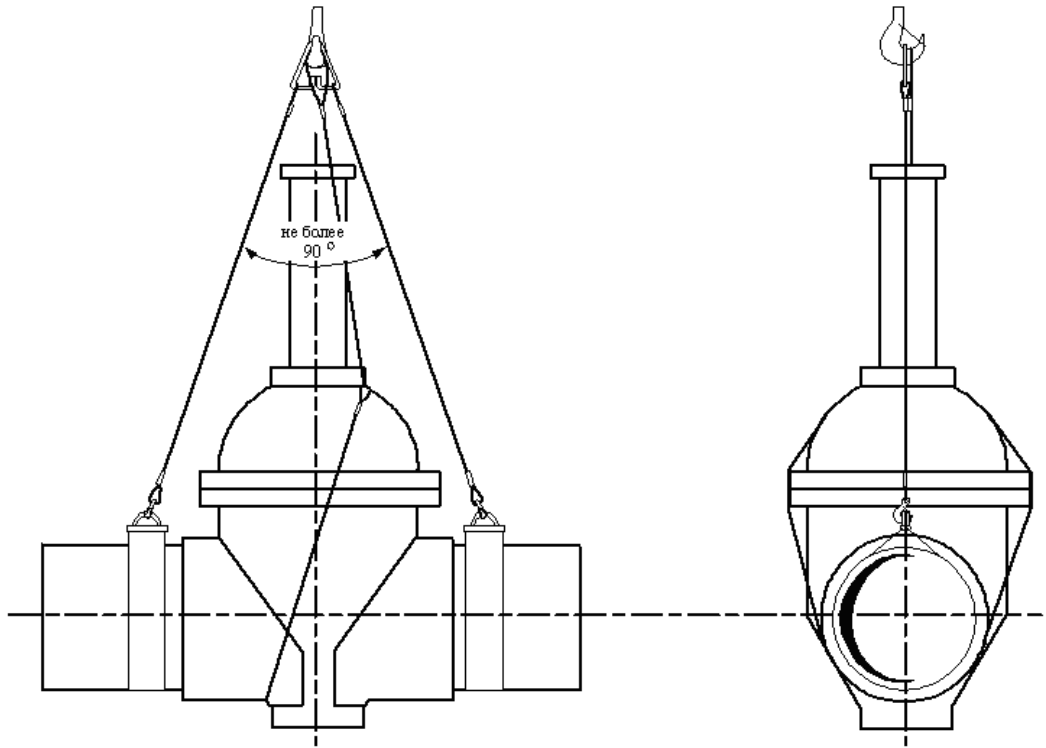


Рисунок 11.6 – Схема строповки запорной арматуры

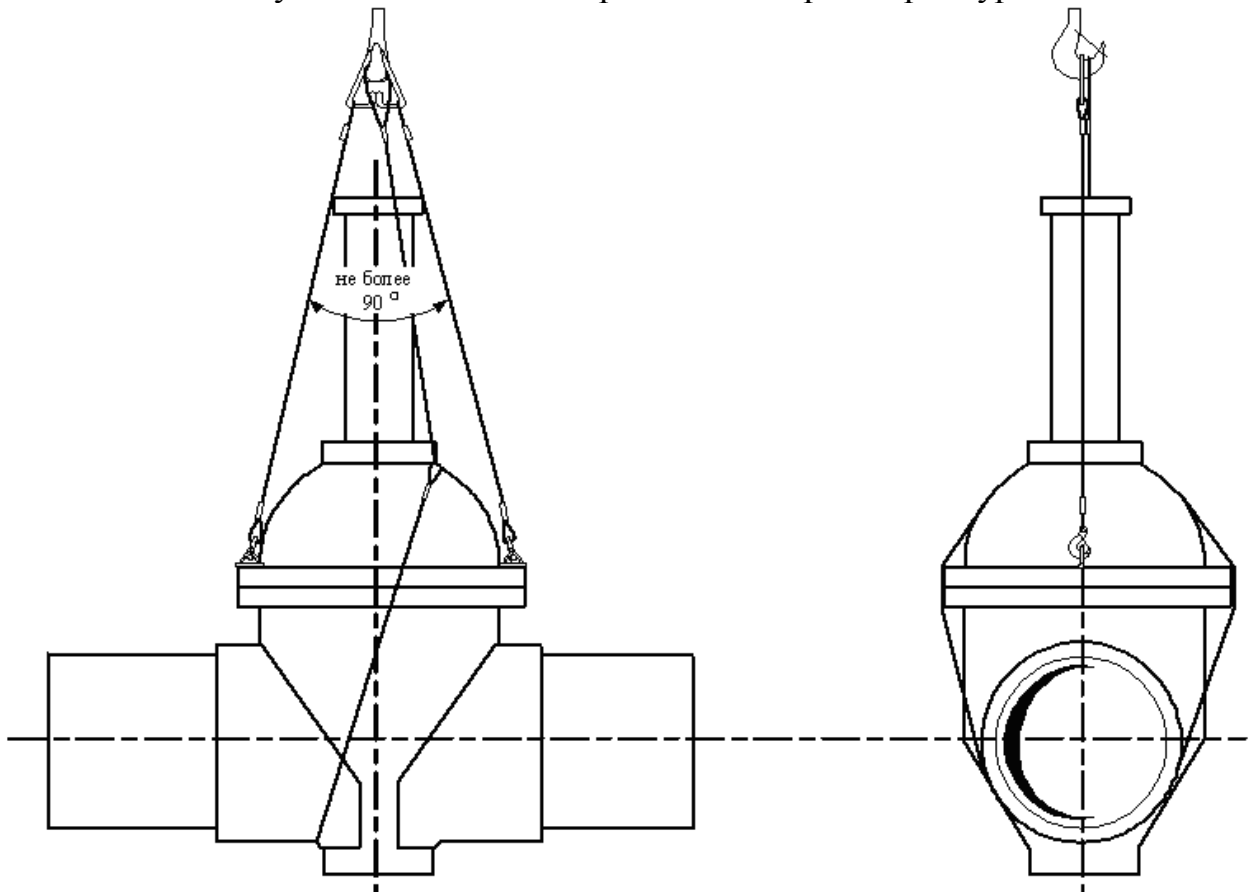


Рисунок 11.7 – Схема строповки задвижки с использованием монтажных петель запорной арматуры

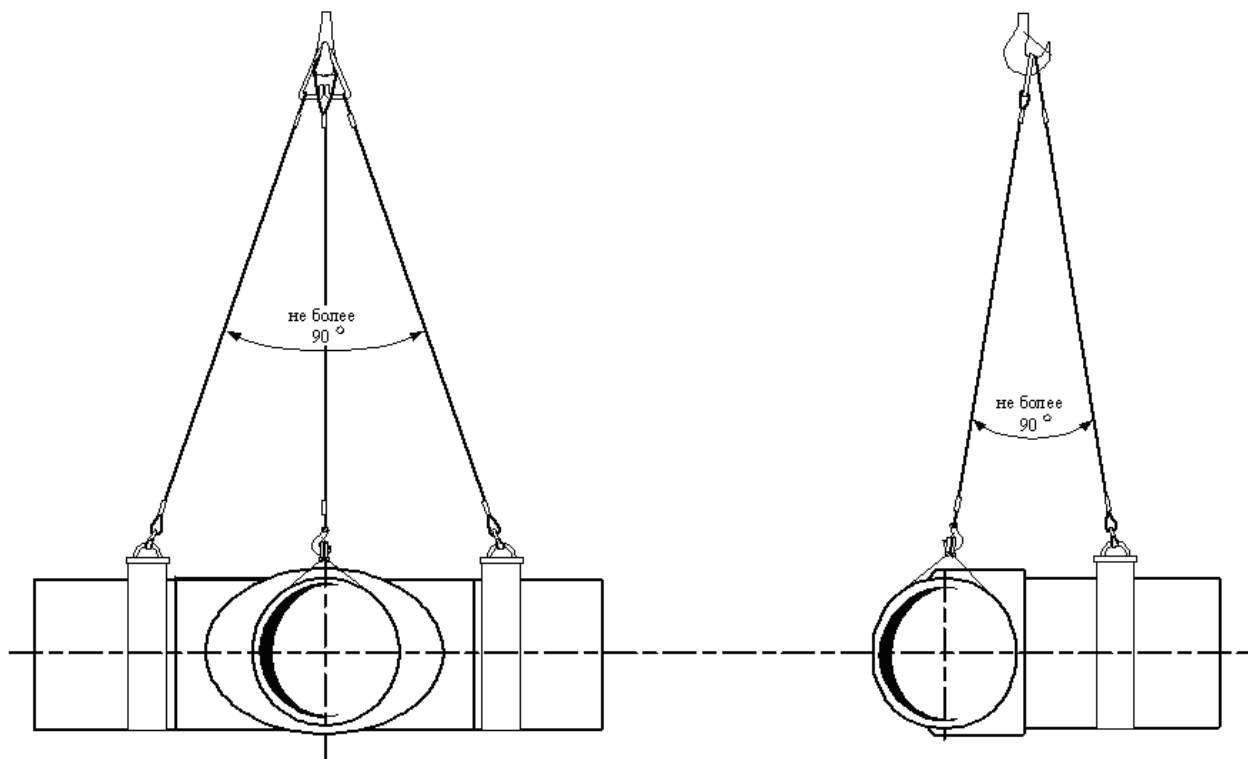


Рисунок 11.8 – Схема строповки тройника

Зачистка ремонтного котлована

Производство работ по зачистке ремонтного котлована должно выполняться по нарядам-допускам и в соответствии с требованиями, указанными в ППР.

Зачистка должна производиться механизированным способом с применением откачивающих средств во взрывозащищенном исполнении, экскаваторов с искрогасителями и вывозкой нефтезагрязненного грунта.

При невозможности использования механизированного способа, зачистка котлована производится вручную.

При производстве работ по зачистке ремонтного котлована на весь период производства работ должен быть организован непрерывный контроль воздушной среды на загазованность в непосредственной близости от работающих экскаватора, вакуумного нефтесборщика согласно требованиям ОР-13.040.00-КТН-006-12. Контроль воздушной среды должен осуществляться у транспортного средства со стороны места производства работ (точка контроля должна быть наиболее приближена к месту работ). Все исполнители работ по наряду-допуску на газоопасные работы должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами. При достижении

концентрации газовой среды уровня ПДВК в непосредственной близости от механизмов с двигателями внутреннего сгорания лицо, ответственное за проведение работ, немедленно прекращает работу экскаватора, вакуумного нефтесборщика и выводит исполнителей с места работ. Работы могут быть возобновлены только после устранения причин роста загазованности и принятия мер по снижению уровня ниже ПДК.

При зачистке котлована должны быть откачаны остатки нефти/нефтепродукта, срезан и удален слой загрязнённого грунта со стенок и дна котлована, затем дно котлована должно быть засыпано слоем свежего грунта и выровнено.

Загрязненный грунт вывозится для дальнейшей переработки и утилизации (регенерации) или для захоронения в специальные места, согласованные с экологической инспектирующей организацией.

3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1. Проверка прочности и устойчивости трубопровода

Исходные данные для нефтепровода обслуживаемого ЛПДС «Стрежевой»: на балансе которого находятся МН «Самотлор – Александровская» с 42 по 65 км и «Александровское-Анжеро-Судженск» с 0 по 260 км в одно и двух ниточном исполнении, общей протяженностью 325 км. Введенные в эксплуатацию в 1973 году.

Таблица 3.1 - Данные для прочностного расчета

Параметры	Данные
D_n – диаметр трубопровода наружный, мм	1220
Марка стали	17ГС
t^0 – температура при сварке замыкающего стыка, $^{\circ}\text{C}$	-20
t^0 – температура эксплуатации нефтепровода, $^{\circ}\text{C}$	25
ρ – средняя плотность, т/м^3	0,85
P_1 – рабочее давление насосной станции, кгс/см^2	48
h_0 – глубина заложения нефтепровода, м	0,8
ρ_n – радиус естественного изгиба нефтепровода, м	1000

Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении.

8.1.1. Проверку на прочность трубопровода в продольном направлении следует производить из условия:

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

где $\sigma_{\text{пр.Н}}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

					Анализ современных методов ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Безгин Д.В.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					71	118
Консульт.		Вазим А.А.						
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
						ТПУ гр.3 2Т00		

R_1 - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H},$$

где $m = 0,9$ - коэффициент условий работы трубопровода (СНиП 2.05.06-85*);

$k_1 = 1,34$ - коэффициент надежности по материалу (СНиП 2.05.06-85*);

$k_H = 1$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода (СНиП 2.05.06-85*);

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

$$R_1 = \frac{550 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1} = 369,4 \text{ МПа}$$

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

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

8.1.2. Кольцевые напряжения от внутреннего давления найдем по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{1,1 \cdot 4,8 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 263,12 \text{ МПа}$$

Тогда

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{263,12}{369,4} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{263,12}{369,4} = 0,431$$

8.1.3. Величина продольных сжимающих напряжений равна:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}, \quad (3)$$

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{6H}}{2\delta_H} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4,8 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = -32,34 \text{ МПа}$$

$$8.1.4. \quad \psi_2 \cdot R_1 = 0,431 \cdot 369,4 = 159,2 \text{ МПа}$$

Получили $|-32,34| \leq 159,2$ – условие прочности выполняется.

Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций.

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

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H; \quad (4)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H; \quad (5)$$

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

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

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}; \quad (6)$$

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

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

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{6H}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{4,8 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 239,2 \text{ МПа}. \quad (7)$$

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

$$\sigma_{пр}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho}; \quad (8)$$

где $\rho=1020\text{м}$ - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\sigma_{пр1}^H = 0,3 \cdot 239,2 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1020} = 63,52 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{пр2}^H = 0,3 \cdot 239,2 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1020} = -142,48 \text{ МПа}.$$

8.1.8. Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{пр2}^H = -142,48 \text{ МПа}$.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{239,2}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{239,2}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} = 0,4112;$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 0,4112 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390 = 160,37 \text{ МПа};$$

$|-142,48| < 160,37$, то есть I условие выполняется.

II условие: $\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H$ выполняется, так как

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

$$|239,2| \leq 390.$$

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении.

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

$$S \leq m_0 \cdot N_{кр}; \quad (9)$$

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

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

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

$$S = [0,5 - \mu] \sigma_{ки} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T \cdot F; \quad (10)$$

F - площадь поперечного сечения трубы, м²:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (22^2 - 1,196^2) = 0,04552 \text{ м}^2; \quad (11)$$

$$S = [0,5 - 0,3] \cdot 263,12 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 \cdot 0,04552 = 7,46 \text{ МН}.$$

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

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}; \quad (12)$$

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

J - крутящий момент, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (22^4 - 1,196^4) = 0,0083 \text{ м}^4; \quad (12)$$

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

$$q_{\text{верт}} = n_{зп} \cdot \gamma_{зп} \cdot D_n \cdot \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{мп}. \quad (13)$$

Величина P_0 определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_n \cdot (C_{гр} + P_{гр} \cdot \text{tg} \varphi_{гр}); \quad (14)$$

где $C_{гр}=20$ кПа - коэффициент сцепления грунта [29, табл.4.3];

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

$\varphi_{гр}=16^\circ$ - угол внутреннего трения грунта [29, табл.4.3].

Величина $P_{гр}$ вычисляется по формуле:

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot n_{зп} \cdot \gamma_{зп} \cdot D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{зп}}{2} \right) \right] + q_{мп}}{\pi \cdot D_n}; \quad (15)$$

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

$\gamma_{гр}=16,8$ кН/м³ -удельный вес грунта;

$h_0=0,8$ м - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

$q_{гр}$ —расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{гр} = q_m + q_u + q_{np} \quad (16)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2); \quad (17)$$

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

γ_M - удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали $\gamma_M=78500 \text{ Н/м}^3$.

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

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_u = n_{cb} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{un} \cdot \delta_{un} \cdot \rho_{un} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}); \quad (18)$$

$$\text{или } q_u = 0,1 \cdot q_M; \quad (19)$$

$$q_u = 0,1 \cdot q_M = 0,1 \cdot 3394,5 = 339,45 \text{ Н/м;}$$

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{np} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 850 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,196^2}{4} = 936311 \text{ Н/м.} \quad (20)$$

$$q_{mp} = 3394,5 + 339,45 + 936311 = 130971 \text{ Н/м.}$$

$$P_{zp} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,22 \cdot \left[\left(0,8 + \frac{1,22}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{1,22}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{16^\circ}{2} \right) \right] + 130971}{3,14 \cdot 1,22} = 184268 \text{ Па;}$$

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,22 \cdot (0 + 184268 \cdot \text{tg} 16^\circ) = 96857,2 \text{ Па;}$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,22 \cdot \left(0,8 + \frac{1,22}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,22}{8} \right) + 130971 = 28365 \text{ Н/м;}$$

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt{96857,2^2 \cdot 28365^4 \cdot 0,04552^2 \cdot (0,06 \cdot 10^{11})} \cdot 0,0083^3 = 29421582 \text{ Н;}$$

$$m_0 \cdot N_{кр} = 0,9 \cdot 29,42 = 26,478 \text{ МН;}$$

$$S = 7,46 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр} = 26,478 \text{ МН}$$

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

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

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J}; \quad (21)$$

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

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

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

$$S = 7,46 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр}^2 = 411,03 \text{ МН}$$

Условие устойчивости прямолинейных участков нефтепровода обеспечено.

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

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{1000 \cdot \sqrt[3]{\frac{28365}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0083}}} = 0,039; \quad (22)$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{96857,2 \cdot 0,04552}{28365 \cdot 0,0083}}}{\sqrt[3]{\frac{28365}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0083}}} = 169,7; \quad (23)$$

По номограмме определяем коэффициент - $\beta_N = 18,75$ [29, рис.4.2].

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

$$N_{кр}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} = 18,75 \cdot \sqrt[3]{28365^2 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0083} = 208,5 \text{ МН}; \quad (24)$$

$$S = 7,46 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр}^3 = 187,65 \text{ МН};$$

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho = 0,375 \cdot 28365 \cdot 1000 = 10,63 \text{ МН}; \quad (25)$$

$$S = 7,46 \text{ МН} \leq m_0 \cdot N_{кр}^4 = 9,567 \text{ МН}.$$

Условие устойчивости для криволинейных участков выполняется.

3.2. Гидравлический расчет трубопровода

Исходные данные для нефтепровода обслуживаемого ЛПДС «Стрежевой»: на балансе которого находятся МН «Самотлор – Александровская» с 42 по 65 км и «Александровское-Анжеро-Судженск» с 0 по 260 км в одно и двух ниточном исполнении, общей протяженностью 325 км. Веденные в эксплуатацию в 1973 году.

Таблица 3.2 - Данные для гидравлического расчета

Параметры	Данные
D_n – диаметр трубопровода наружный, мм	1220
Q – производительность, млн.т./год	45
L – длина трубопровода, км	325
$\Delta z = z_2 - z_1$ – разность отметок начала и конца нефтепровода, м	10
ρ – средняя плотность, т/м ³	0,850
P_1 – давление насосной станции, кгс/см ²	48
P_2 – давление в конце участка, кгс/см ²	1,5
δ – толщина стенки, мм	12
Средняя расчетная кинематическая вязкость при температурах грунта на глубине заложения трубопровода ν_p , см ² /сек	0,55
Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации e , мм	0,2

8.2.1. Секундный расход нефти:

$$Q_c = \frac{Q_2}{N_2 \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (26)$$

где $N_2 = 351$ дней - расчетное число рабочих дней для магистрального нефтепровода диаметром свыше 820мм [29,табл 5.1].

$$Q_c = \frac{45000000}{351 \cdot 24 \cdot 0,850 \cdot 3600} = 1,71 \text{ м}^3/\text{с}.$$

8.2.2. Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 1220 - 2 \cdot 12 = 1196 \text{ мм} = 1,196 \text{ м}. \quad (27)$$

8.2.3. Средняя скорость течения нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 1,71}{3,14 \cdot 1,196^2} = 1,52 \text{ м/с.} \quad (28)$$

8.2.4. Проверка режима течения

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{1,52 \cdot 1,196 \cdot 10^4}{0,55} = 33053 \quad (29)$$

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

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad \varepsilon = \frac{e}{d}, \quad (30)$$

где ε - относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2}{1196} = 0,000167224; \quad Re_I = \frac{10}{0,000167224} = 59800;$$

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

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

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{33053^{0,25}} = 0,023. \quad (31)$$

8.2.6. Гидравлический уклон находим по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,023 \cdot 1,52^2}{1,196 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,002 \quad (32)$$

8.2.7. Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{mp} = i \cdot L = 0,002 \cdot 325 \cdot 10^3 = 650 \text{ м.} \quad (33)$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp} = 0,02 \cdot 650 = 13 \text{ м.} \quad (34)$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z = 650 + 13 + 10 = 673 \text{ м.} \quad (35)$$

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Проведем анализ конкурентных технических решений сравнительно применяемой ремонтной конструкции на основе основных технических и экономических критериев оценки эффективности. Для наглядности составим карту сравнения, представленную в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.1	5	4	3	0.5	0.4	0.3
2. Современные технологии	0.15	5	5	4	0.75	0.75	0.6
3. Энергоэкономичность	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
4. Надежность	0.2	4	4	3	0.8	0.8	0.6
5. Безопасность	0.1	5	5	4	0.5	0.5	0.4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0.05	4	5	4	0.2	0.25	0.2
2. Уровень проникновения на рынок	0.05	1	5	4	0.05	0.25	0.2
3. Цена	0.1	3	4	5	0.3	0.4	0.5
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0.1	5	5	4	0.5	0.5	0.4
Итого:	1	Суммарная оценка:			4,4	4,65	4

Анализ современных методов ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Безгин Д.В.		
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.		
Консульт.		Вазим А.А.		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.		
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение				
			Лит.	Лист
				81
			Листов	
			118	
ТПУ гр.3 2Т00 81				

4.2 Планирование научно исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Выполним планирование комплекса предполагаемых работ по ремонту дефектов ремонтными конструкциями П1 и П2, для этого определим основные этапы работ, а также их содержание и продолжительность. Определим участников каждого вида работ, результаты занесем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя	Продолжительность работ	
				П1	П2
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель темы	0,9 дн.	0,9 дн.
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент	2,9 дн.	3,9 дн.
	3	Проработка направлений исследования	Студент	1,9 дн.	2,9 дн.
	4	Выбор направления исследований	Руководитель	0,9 дн.	0,9 дн.
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проработка схемотехнического решения	Студент	1,9 дн.	2,9 дн.
	6	Подбор оборудования, согласно схемотехнического решения	Студент	1,9 дн.	2,9 дн.
	7	Проведение расчетов алгоритмов управления	Студент	0,9 дн.	1,9 дн.
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Студент	1,9 дн.	2,9 дн.
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Студент	0,9 дн.	1,9 дн.
<i>Проведение ОКР</i>					
Разработка технической документации	10	Разработка принципиальных схем	Студент	2,9 дн.	3,9 дн.
	11	Разработка схем соединений	Студент	2,9 дн.	3,9 дн.
	12	Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	Студент	1,9 дн.	1,9 дн.
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	13	Составление пояснительной записки	Студент	4,8 дн.	6,1 дн.

4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях найдем календарный коэффициент $k_{\text{кал}}$:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,47,$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Расчет длительности работ в календарных днях произведем по формуле $T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$, результаты расчетов занесем в таблицу 4.4.

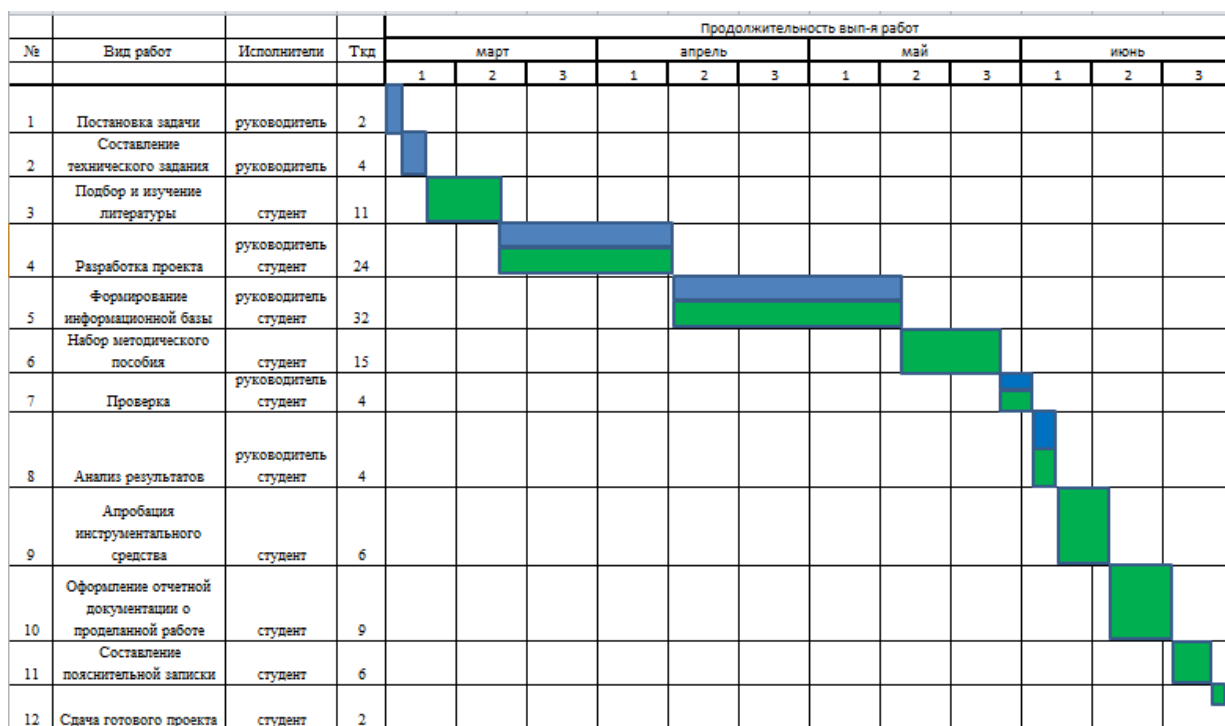
Таблица 4.4 – Временные показатели проведения научного исследования.

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел - дни	t_{max} , чел - дни	t_{min} , чел - дни	t_{max} , чел - дни	t_{min} , чел - дни	t_{max} , чел - дни						
	П1	П2	П1	П2	П1	П2	П1	П2	П1	П2	П1	П2
Составление и утверждение технического задания	0,5	0,5	1,5	1,5	0,9	0,9	1	1	0,9	0,9	1,32(1)	1,32(1)
Подбор и изучение материалов по теме	2,5	3,5	3,5	4,5	2,9	3,9	1	1	2,9	3,9	4,26(4)	5,73(6)
Проработка направлений исследования	1,5	2,5	2,5	3,5	1,9	2,9	1	1	1,9	2,9	2,79(3)	4,26(4)
Выбор направления исследований	0,5	0,5	1,5	1,5	0,9	0,9	1	1	0,9	0,9	1,32(1)	1,32(1)
Проработка схмотехнического решения	1,5	2,5	2,5	3,5	1,9	2,9	1	1	1,9	2,9	2,79(3)	4,26(4)
Подбор оборудования, согласно схмотехнического решения	1,5	2,5	2,5	3,5	1,9	2,9	1	1	1,9	2,9	2,79(3)	4,26(4)
Проведение расчетов алгоритмов управления	0,5	1,5	1,5	2,5	0,9	1,9	1	1	0,9	1,9	1,32(1)	2,79(3)
Оценка эффективности полученных результатов	1,5	2,5	2,5	3,5	1,9	2,9	1	1	1,9	2,9	2,79(3)	4,26(4)
Определение целесообразности проведения ОКР	0,5	1,5	1,5	3,5	0,9	1,9	1	1	0,9	1,9	1,32(1)	2,79(3)
Разработка принципиальных схем	2,5	3,5	3,5	4,5	2,9	3,9	1	1	2,9	3,9	4,26(4)	5,73(6)
Разработка схем соединений	2,5	3,5	3,5	4,5	2,9	3,9	1	1	2,9	3,9	4,26(4)	5,73(6)

Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	1,5	1,5	2,5	2,5	1,9	1,9	1	1	1,9	1,9	2,79(3)	2,79(3)
Составление пояснительной записки	4,5	5,5	6	7	4,8	6,1	1	1	4,8	6,1	7,05(7)	8,96(9)

На основе таблицы 4.4 построим календарный план-график выполнения работ, результат представим в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Календарный план-график проведения НИОКР.



Условные обозначения:

■ - руководитель;

■ - студент.

4.3. Расчет затрат и экономическая оценка выполнения работ по устранению дефекта методом установки ремонтной конструкции

Рассчитаем и проанализируем затраты по устранению дефекта методом ремонтной конструкции.

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

1. Материальные расходы.

2. Затраты на оплату труда.
3. Выплаты на социальные нужды.
4. Амортизационные отчисления.
5. Прочие расходы.

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

- а) сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;
- б) запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;
- в) топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;
- г) работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.);
- д) на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Подсчитаем затраты на закупку основных МТР используемых при работах (таблица 6.).

Таблица 6. – Материальные затраты на производство работ

№ п/п	Виды работ	Стоимость, руб.	
		П1	П2
П	Материалы	158420	158420
2	Земляные работы	28560	23480
3	Демонтажные работы	36805	34587
4	Монтажные работы	54200	36800
Итого:		277985	253287

Таблица 7 – Расчет заработной платы

Должность	Количество, чел.	Оклад	Заработная плата за месяц одного рабочего с учетом надбавок, руб.
Начальник участка	1	53 324,00	53324,00
Прораб	1	34 196,00	34 196,00
Мастер	1	29 489,00	29 489,00
Машинист автокрана	1	29 489,00	29 489,00
Электроварщики	1	141,87 в час	35487,00
Изолировщики	1	104,87 в час	31048,7
Монтажники	2	29 489,00	58978,00
Служащие	1	57,66 в час	20 757,60
Стропальщики	1	78,03 в час	28 090,80

Итого сумма на оплату труда задействовано персонала составила 267 536,60 рублей. В среднем в день расходы на заработную плату составляют 10289,00

Выплаты на социальные нужды (СВ)

Так же подсчитаем величину отчислений, которая приходится на социальные нужды, составляющая 30,2% от ФОТ:

$$B_{CB} = \frac{30,2 \cdot B_{\text{ФОТ}}}{100},$$

где B_{CB} – величина страховых взносов;

$B_{\text{ФОТ}}$ – величина фонда оплаты труда за весь период реконструкции.

$$B_{CB} = \frac{30 \cdot 10289,00}{100} = 3107 \text{ руб.}$$

Получаем, сумму отчисления на социальные нужды составляющую 3107 в день руб.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 8

Таблица 8 – Амортизационные отчисления

№ пп	Наименование	Цена за ед., руб	срок экпл., лет	Годовая норма амортизации, %	Ежемесячная сумма амортизационных отчислений, руб	Сумма амортизационных отчислений на всем сроке строительства, руб
1	Экскаватор	4050000	5	20	675000	1350000
2	Бульдозер	6507000	5	20	108450	216900
3	Кран автомобильный	15400000	5	20	256667	513334
4	Вахтовый автобус	2310000	5	20	38500	77000
5	Топливозаправщик	2240000	5	20	37 333,3	74666,6

Сумма амортизационных отчислений за период ремонта для установки конструкции П1 составит 6791 рублей, П2 – 3395.

Линейный способ начисления амортизации.

В соответствии с классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной Постановлением Правительства РФ от 01 января 2002 года № 1, объекты указанные в таблице относятся к третьей амортизационной группе со сроком использования свыше 3-х лет до 5-ти лет включительно. Срок полезного использования установлен 5 лет.

Годовая норма амортизации принята 20% (100%/5 лет).

В состав прочих затрат включаются:

– налоги, сборы, отчисления в социальные внебюджетные фонды в порядке, установленном законодательством (земельный налог, экономические платежи, плата за недра и др.);

– платежи по обязательному и добровольному страхованию имущества, учитываемого в составе ОПФ;

- расходы по обслуживанию объектов жилищной и коммунальной сферы (общежития и др.);
- оплата услуг связи, сторожевой и пожарной охраны, авиационных услуг и др.;
- затраты на гарантийный ремонт и обслуживание;
- командировочные расходы;
- расходы по подготовке и переподготовке кадров и др.;

Прочие затраты составляют 10% от ФОТ.

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение мероприятий по замене трубы перехода автодороги учитываются накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

Накладные затраты составляют 40% от основных.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение работ по замене трубы таблица 9.

Таблица 9 – Затраты на устранение дефектов

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	
	П 1	П2
1. Материальные затраты	277985	253287
2. Затраты на оплату труда	15600,00	10289,00
3. Отчисления на социальные нужды	4711	3107
4. Амортизационные отчисления	6791	3540
5. Прочие затраты	5800	6200
Всего затраты на мероприятие	310887	276423

Таким образом затраты на устранение дефекта методом установки ремонтной конструкции П2 экономически выгоднее, чем П1.

4.4. Расчет интегрального финансового показателя

При проведение ремонта конструкцией П 1 стоимость составляет 310887. Стоимость П2 276423.

Найдем значения интегрального финансового показателя для всех вариантов исполнения научного исследования:

$$\text{Для второй схемы работ: } I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{max}} = \frac{276423}{310887} = 0,83$$

$$\text{Для первого схемы работ: } I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{310887}{4310887} = 1$$

Полученная величина интегрального показателя характеризует удешевление стоимости работ при проведение по второй схеме.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определяют следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p, \quad (4.7)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра; b_i^a , b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Таблица 10– Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

ПО Критерии	Весовой коэффициент параметра	Первая схема работ	Вторая схема работ
1. Работоспособность	0,15	5	4
2. Безопасность	0,2	4	5
3. Энергосбережение	0,4	5	3
4. Надежность	0,1	5	4
5. Материалоемкость	0,15	4	3
ИТОГО	1	4,65	3,9

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p}, \quad I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_\phi^a},$$

Для второй схемы работы: $I_{финр}^p = \frac{4,65}{0,83} = 5,6$

Для первого схемы работы: $I_{финр}^a = \frac{3,9}{1} = 3,9$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^a},$$

где \mathcal{E}_{cp} – сравнительная эффективность проекта; $I_{финр}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{финр}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 11 – Сравнительная эффективность разработки с первым аналогом

№ п/п	Показатели	П1	П2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,83
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	3,9	5,6
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,83	

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что существующий вариант решения (устранение дефекта с помощью ремонтной конструкции П2) с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью раздела «Социальная ответственность» является выполнение и анализ вредных и опасных факторов труда и разработка мер защиты от них, оценка условий труда микроклимата рабочей среды. Район работ расположен в пределах Западно-Сибирской равнины и Среднеобской котловины. Характер местности равнинный, высотные отметки на этой территории не превышают 150м. Большую часть территории составляет болотно-лесистая местность. Болота занимают до 40% территории.

Работы проводятся на открытой площадке магистрального газопровода «Александровское-Анжеро-Судженск» 85 км. Подготовительный этап работы заключался в подготовке к огневым работам для замены участка трубы на магистральном газопроводе.

5.1. Производственная безопасность

В таблице 12 приведены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ремонте МН «Александровское-Анжеро-Судженск» [21].

Таблица 12 - Опасные и вредные факторы

Этапы работ	Наименование запроектированных работ и параметров производства	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативный документ
		Опасные	Вредные	
1.Полевой	Ремонтные работы на магистральном нефтепроводе	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования(в т.ч. грузоподъемные) 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке 3. Взрывоопасность и пожароопасность 4. Электрический ток.	1. Превышение уровня шума. 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 3. Отклонение показателей климата . 4. Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.	ГОСТ12.0.003-74[21] ГОСТ12.1.012-90[23] ГОСТ12.1.004-91[24] ГОСТ12.1.005-88[25] ГОСТ12.1.003-83[22] ВСН 51-1-80[6] ГОСТ12.3.009-76 [26]

Анализ современных методов ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.	Безгин Д.В.			
Руковод.	Цимбалюк А.Ф.			
Консульт.	Гулиев М.В.			
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.			
Социальная ответственность			Лит.	Лист
				91
			Листов 118	
ТПУ гр.3 2Т00				

Бригада по ремонту на МН, выезжая на огневые работы, должна быть полностью обеспечена спецодеждой и средствами технической безопасности в соответствии с «Правилами безопасности при проведении огневых работ на МН» [14].

К работе допускаются лица, имеющие соответствующее специальное образование, прошедшие медицинский осмотр, инструктаж по охране труда.

Специалисты, являющиеся непосредственными руководителями работ или исполнителями работ, должны проводить проверку знаний правил безопасности .

Перед началом работ результаты проверки должны быть занесены в "Журнал инструктажа на рабочем месте".

Все работники бригады должны знать и уметь самостоятельно оказывать первую помощь пострадавшему. Бригада должна быть обеспечена аптечкой первой помощи. Медикаменты должны пополняться по мере расходования и с учетом сроков их годности.

5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

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

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП III-4-80[29]. Техника безопасности в строительстве, "Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" и инструкциями заводов-изготовителей.

Руководители организаций, выполняющих строительно-монтажные работы с применением строительных машин и механизмов, обязаны назначать ИТР, ответственных за безопасное проведение этих работ из числа лиц, прошедших проверку знаний, правил и инструкций по безопасному ведению работ с применением данных машин и механизмов.

Ответственные за содержание строительных машин и механизмов в рабочем состоянии обязаны обеспечивать проведение их технического обслуживания и ремонт в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место установки их места, и способы зануления (заземления) машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим-сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны.

На месте работы машин и механизмов должно быть обеспечено хорошее обозрение рабочей зоны и маневрирование. Если машинист или моторист, управляющий машиной, не имеет достаточную обзорность рабочей зоны или не видит рабочего (специально выделенного сигнальщика), подающего ему сигналы, между машинистом и сигнальщиком необходимо установить двухстороннюю радио- или телефонную связь. Не допускается промежуточный сигнальщик для передачи сигналов машинисту.

Значение сигналов, подаваемых в процессе работы или передвижения машины, механизма, оборудования, должно быть разъяснено лицам, участвующим в работе. В зоне работы оборудования должны быть установлены знаки безопасности и предупредительные надписи. Запрещается оставлять без надзора оборудование, машину с работающим (включенным) двигателем.

При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76[26] , СНиП III-4-80[29]. Строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза.

Установка (укладка) грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение транспортного средства и груза при погрузке, транспортировке и разгрузке.

Запрещается при выполнении погрузочно-разгрузочных работ строповка груза, находящегося в неустойчивом положении, а также смещение строповочных приспособлений на приподнятом грузе.

Такелажные приспособления (пеньковые канаты, тросы, стропы, цепи) и грузоподъемные механизмы (тали, лебедки, краны), применяемые при эксплуатации и ремонте, должны быть проверены и снабжены клеймами или бирками с указанием допустимых нагрузок, дат приведенного и очередного испытания.

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов[30].

При погрузке и разгрузке труб должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания со штабелей или транспортных средств.

2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Допускаются к сварочным работам на нефтепроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с "Правилами аттестации сварщиков" и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки[5].

Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться защитными щитком или маской. При потолочной сварке сварщик должен дополнительно надевать асбестовые или брезентовые нарукавники.

При сварке цветных металлов и сплавов, содержащих цинк, медь или свинец, сварщик должен пользоваться и соответствующим противогазом.

Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами.

При зачистке сварных швов от шлака и грата работники должны быть в предохранительных очках.

Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией.

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагать не ближе 20м от места огневой работы.

После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

3. Электрический ток

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический удар – это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом*м;
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов (СНиП 12.1.030-81.ССБТ [31]).

В состав бригады входит электрик. К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности согласно “Перечню профессий и должностей работников службы ЛЭС, которые должны иметь соответствующую группу допуска по электробезопасности”. Весь состав проходит инструктаж по электробезопасности.

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надежно заземлены. Электрическая проводка должна обязательно иметь

неповрежденную изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток обязательно должна быть надпись о величине напряжения.

5.1.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

1. Превышение уровня шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием – кранами-трубоукладчиками, эксковатором, шлифмашинкой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. В результате было установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83 [22].

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников;
- беруши;

При превышении предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться СИЗ органов слуха: противозумными наушниками, шлемами или противозумными вкладышами.

СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.051[33] .

Работающие, пользующиеся средствами индивидуальной защиты, должны быть проинструктированы о правилах пользования этими средствами и способам проверки их исправности.

При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями ГОСТ 12.1.003[22].

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.). Определение класса условий труда при воздействии производственного шума.

Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах установлены с учетом тяжести и напряженности трудовой деятельности

СН 2.2.4/2.1.8.562-96[32]. Для определения ПДУ шума, соответствующего конкретному рабочему месту, необходимо провести количественную оценку тяжести и напряженности труда, выполняемого работником .

Оценка условий труда при воздействии на работника постоянного шума проводится по результатам измерения уровня звука, в дБА, по шкале "А" шумомера на временной характеристике "медленно".

Примечание. Постоянный шум - шум, уровень звука которого в течение смены изменяется во времени не более чем на 5 дБА при измерении на характеристике шумомера "медленно".

Оценка условий труда при воздействии на работника непостоянного шума производится по результатам измерения эквивалентного уровня звука за смену (интегрирующим шумомером) или расчетным способом .

Непостоянный шум - шум, уровень звука которого в течение рабочего дня (смены) изменяется во времени более чем на 5 дБА при измерении на характеристике шумомера "медленно".

При воздействии в течение смены на работающего шумов с разными временными (постоянный, непостоянный - колеблющийся, прерывистый, импульсный) и спектральными (тональный) характеристиками в различных сочетаниях измеряют или рассчитывают эквивалентный уровень звука. Для получения в этом случае сопоставимых данных измеренные или рассчитанные эквивалентные уровни звука импульсного и тонального шумов следует увеличить на 5 дБА, после чего полученный результат можно сравнивать с ПДУ без внесения в него понижающей поправки, установленной СН 2.2.4/2.1.8.562-96[32].

Для измерения уровня шума используют шумометры отечественного производства ИШВ-1, ВШВ-003, Роботрон, а также зарубежного – «Брюль и Кьер». Измерение шума на рабочих местах производится при включенных приборах и механизмах. Осуществляется периодически службой Охраны Труда и сводится к измерению уровня звукового давления на любых частотах и сравнения.

2.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию целого комплекса опасных и вредных производственных факторов физической и химической природы: Излучение инфракрасных волн, сварочный аэрозоль, искры и брызги расплавленного металла и шлака[21].

Именно эти факторы вызывают профессиональные заболевания и травматические повреждения. Другие вредности: газы, шум, электромагнитные поля, образование аэроионов имеют меньшее значение и обычно не служат причиной профессиональных заболеваний.

Спектр излучения сварочной дуги включает в себя участок инфракрасных волн (3430 - 760 нм), видимый участок (760 - 400 нм) и ультрафиолетовый участок (400 -180 нм). При этом доля инфракрасных лучей составляет от 30 до 70% всей энергии излучения дуги. Именно инфракрасные лучи способны вызвать профессиональную катаракту. Видимый свет электрической дуги нестерпимо ярок. Смотреть на него сколько-нибудь долго невозможно, поэтому ни у кого из сварщиков не вызывает сомнения необходимость использования светофильтров. Наибольшее значение с точки зрения охраны труда имеет ультрафиолетовая часть спектра. Даже кратковременное воздействие ультрафиолетовых лучей на незащищенный глаз способно вызвать ожог роговой оболочки электроофтальмию.

Сварочный аэрозоль представляет собой совокупность мельчайших частиц, образовавшихся в результате конденсации паров расплавленного металла, шлака и покрытия электродов. Состав сварочного аэрозоля зависит от состава сварочных и свариваемых материалов. В силу своих мельчайших размеров (иногда меньше 1 микрометра) сварочный аэрозоль беспрепятственно

проникает в глубинные отделы легких (легочные альвеолы) и частично остается в их стенках, вызывая профессиональное заболевание, называемое пневмокониоз сварщика, частично всасывается в кровь.

Чтобы избежать описанного неблагоприятного воздействия производственных факторов, характерных для электросварки, необходимо не допускать облучения сварочной дугой глаз и открытых участков кожи, защищать их от попадания искр и брызг металла и шлака и, наконец, препятствовать попаданию в органы дыхания сварочного аэрозоля. Работники, занятые производством газопламенных и электросварочных работ, должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты, в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты.

Применяемые средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.011[36].

Выбор конкретных типов средств индивидуальной защиты должен проводиться в зависимости от вида работ и применяемых веществ и материалов. Защитные средства, выдаваемые в индивидуальном порядке, должны находиться во время работы у работника или на его рабочем месте. Выбор СИЗ следует определять в зависимости от уровня загрязнения воздушной среды и поверхностей изделия токсичными веществами, интенсивности шума, вибрации, степени электробезопасности, микроклимата на рабочем месте и характера выполняемой работы. СИЗОД применяются в том случае, когда при помощи вентиляции не обеспечивается требуемая чистота воздуха рабочей зоны, предусмотренная требованиями ГОСТ 12.1.005[21].

Выбор СИЗ лица и органов зрения должен производиться в зависимости от методов, режимов и видов работ, интенсивности излучения, индивидуальной особенности зрения. Для защиты глаз от излучения, искр и брызг расплавленного металла и пыли должны применяться защитные очки типа ЗП и ЗН. Выбор защитных очков следует производить в соответствии с требованиями [21]. Допускается использование светофильтров.

При ручной и механической газовой резке, ручной сварке, газовой строжке, газовой выплавке порошков металла и при нагреве изделий и ПН газосварщики и газорезчики должны быть обеспечены защитными очками закрытого типа со стеклами марки ТС-2, имеющими плотность светофильтров ГС-3, при использовании горелок (резаков) с расходом ацетилена до 750 л/ч, ГС-7 - до 2500 л/ч и ГС-12 - свыше 2500 л/ч.

Для защиты рук при сварке, наплавке, ПН и резке работники должны обеспечиваться рукавицами, рукавицами с крагами или перчатками, изготовленными из искростойкого материала с низкой электропроводностью.

Запрещается использовать рукавицы и спецодежду из синтетических материалов типа лавсан, капрон и т.д., которые не обладают защитными свойствами, разрушаются от излучений сварочной дуги и могут возгораться от искр и брызг расплавленного металла, и спекаться при соприкосновении с нагретыми поверхностями.

Для защиты ног от ожогов брызгами расплавленного металла, механических травм, переохлаждения при работе на открытом воздухе зимой, перегревания при сварке изделий с подогревом, а также от поражения электрическим током, особенно при работе в закрытых сосудах, отсеках, работники должны обеспечиваться специальной обувью. Применять спецобувь с открытой шнуровкой и металлическими гвоздями не допускается.

3. Отклонение показателей климата

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -50°C) и коротким тёплым летом (до $+35^{\circ}\text{C}$). Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Всем членам бригады выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противоязвенный, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни.

Зимой, работы на открытом воздухе запрещаются при следующих условиях:

Таблица 13

Скорость ветра, V м/с	Температура, t ⁰ С
При безветренной погоде	-40
Не более 5	-35
5,1-10,0	-25
10,1-15,0	-15
15,1-20,0	-5
>20	0

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

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

Места неблагоприятные по клещевому энцефалиту (КЭ) и клещевому боррелиозу (КБ), определяются местными Центрами госсанэпиднадзора. Территория Томской области считается неблагоприятной по КЭ и КБ[38].

Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ и КБ возможно в весенне-летний период, при средне-суточной температуре – +3°. В условиях Томской области это с начала апреля по октябрь месяцы. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне.

К полевым работам в весенне-летний период допускаются только лица, привитые против КЭ. Прививки начинают заблаговременно, в сентябре-октябре месяцах. Созданный иммунитет должен подкрепляться дополнительными прививками (ревакцинации), проводимыми в марте-апреле не позже 15 дней до выезда на полевые работы (согласно схемы иммунопрофилактики). Все работающие, в том числе и сезонные работники, направленные на работу в неблагоприятные по КЭ и КБ места, при контакте с клещами должны быть обеспечены специальной одеждой для индивидуальной защиты. Лица, подлежащие обеспечению защитной спецодеждой, все полевые работы в весенне-летнее время выполняют только в защитной одежде,

остальные работники приспособливают любую рабочую одежду так, чтобы под нее не заползали клещи. Куртку на молнии или рубашку нужно заправить в брюки, ворот плотно застегнуть. Брюки заправить в носки, а затем в сапоги или ботинки. Волосы и уши прикрыть капюшоном, косынкой или беретом. Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты от клещей: репеллентами и акарицидами (для пропитки одежды и смазывания открытых участков тела). Репелленты, содержащие около 30% диэтилтолуамида и разрешенные МЗ РФ: "ДЭФИ-ТАЙГА", "Офф! Экстрим", "Гардексаэрозоль экстрим", "Гал-РЭТ", "ДЭТА-ВОККО", "ТОРНАДО", "Бибан". Акарициды, разрешенные к применению: "Рефтамид таежный", "Москитол антиклещ", "Гардекс антиклещ", "Претикс", "Перманон", "Кра-реп"

В весенне-летний период времени необходимо проводить регулярные самоосмотры одежды и взаимоосмотры и не реже 2-х раз в течение рабочего дня осмотры тела (во время перерыва и по окончании работы). Обнаруженных клещей снять и сжечь. Осмотры проводятся под наблюдением специалиста ответственного за работу в данном районе.

При укусе клеща следует его немедленно удалить вместе с хоботком, который удаляется как заноза, место укуса обработать настойкой йода. Сообщить об укусе старшему по работе и незамедлительно обратиться в пункт серофилактики для введения иммуноглобулина. Начальник службы (участка) или ответственный специалист несет ответственность за своевременное, не позднее 2 суток, обращение пострадавшего в медицинское учреждение и информацию руководителю учреждения, инженеру по охране труда о случае укуса и принятых мерах. По факту укуса должен быть составлен акт произвольной формы с указанием места, времени и выполняемой работы при которой произошел укус.

5. Пожарная и взрывная безопасность

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами:

- технологическим,
- строительными,
- организационно-техническими.

Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов,
- открытый огонь и искры,
- пониженное содержание кислорода в воздухе,
- взрывы,
- токсичные продукты сгорания, дым и т.д.

Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое. В соответствии с нормативным документом (ГОСТ 12.1.010-76 [40]) вероятность возникновения пожара или взрыва в течение года не должна превышать 10 (одной миллионной). Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. По пожарной опасности технологический процесс относится к категории А.

Ответственность за пожарную безопасность при строительстве магистрального нефтепровода возлагается на руководителя огневых работ. Приказ доводится до сведения всех работников, задействованных на огневых работах и знакомятся с приказом под роспись.

Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03) [14].

Обеспечение пожарной безопасности при проведении огневых работ осуществляет назначенное приказом лицо ответственное за проведение огневых работ, а при нескольких местах огневой работы, приказом назначается лицо ответственное за выполнение мероприятий обеспечивающих пожарную безопасность

Лица, принимающие участие в огневых работах должны ежегодно проходить обучение по пожарно-техническому минимуму со сдачей экзамена.

Осмотр места проведения и согласование в наряде-допуске на выполнение огневых работ осуществляют:

инженеры пожарной охраны, ГО и ЧС;

командиры отделений ведомственной пожарной охраны (ВПО);

лица ответственные за пожарную безопасность филиала (при отсутствии в штатах инженеров пожарной охраны, ГО и ЧС или командиров отделений ВПО)

При отсутствии оформленного в установленном порядке наряда - допуска или нарушении правил пожарной безопасности работы должны быть немедленно прекращены.

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой).

При проведении огневых работ на участках магистральных нефтепроводов в двух и более местах привлекать пожарные машины (пожарный автомобиль или мотопомпу).

В опасной зоне места проведения огневых работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь.

Спецоборудование и транспортные средства, имеющее ДВС должны быть оснащены искрогасителями, а их электрооборудование и источники электроснабжения иметь исправную электросистему.

Сварщики и их помощники могут пользоваться теплоотражательными костюмами (ТОК-200).

Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

Хранение и транспортирование баллонов с газами должно осуществляться только с навинченными на их горловины предохранительными колпаками. При транспортировании баллонов нельзя допускать толчков и ударов. К месту сварочных работ баллоны должны доставляться на специальных тележках, носилках, санках,

Баллоны с газом при их хранении, транспортировании и эксплуатации должны быть защищены от действия солнечных лучей и других источников тепла.

По окончании огневых работ необходимо используемые огнетушители перезарядить, пожарным автомобилям и мотопомпам провести техническое обслуживание, противопожарному инвентарю провести профилактическое обслуживание (заточка, подкраска и т.п.).

Каждый случай пожара, происшедшего в результате нарушения правил пожарной безопасности при проведении огневых работ, должен быть тщательно расследован специально созданной комиссией с составлением акта. По результатам расследования должны быть разработаны дополнительные мероприятия, направленные на предотвращение подобных случаев. При необходимости следует вносить изменения в данное дополнение.

5.2 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального нефтепровода выполнены в соответствии с разделом 13 СНиП III-42-80* [16]. и рабочим проектом.

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

Строительная организация, выполняющая строительные-монтажные работы, несёт ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

Временные автомобильные дороги и проезды должны устраиваться с учётом требований по предотвращению повреждения плодородного слоя и древесно-кустарниковой растительности.

Потери растительного слоя при прокладке временных дорог должны быть минимальными. Низкие кустарники вдоль полосы отвода не рекомендуется вырубать. Они сохраняют устойчивость почвы и служат в качестве осадочного фильтра вдоль водоёмов.

Простейшим методом расчистки трассы в редких лесах является прижимание растительности к поверхности будущей дороги.

Ширина полосы отвода земли на время строительства и ремонта магистральных трубопроводов определяется проектом в соответствии с нормами отвода земель для магистральных трубопроводов.

Производство строительных-монтажных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом производства работ, запрещается.

Мероприятия по предотвращению эрозии почв, оврагообразования, а также защитные противообвальные и противооползневые мероприятия должны выполняться в строгом соответствии с проектными решениями.

При выборе методов и средств механизации для производства работ следует соблюдать условия, обеспечивающие получение минимума отходов при выполнении технологических процессов (превращение древесных отходов в промышленную щепу, многократное использование воды при очистке полости и гидравлических испытаниях трубопровода и т. д.).

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ должен быть снят и уложен в отвалы для восстановления (рекультивации) земель. При производстве указанных работ следует строго соблюдать требования проекта рекультивации и

положения Инструкции по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов и Основных положений по восстановлению земель, нарушенных при разработке месторождений полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и иных работ .

Снятие, транспортировка, хранение и обратное нанесение плодородного слоя грунта должны выполняться методами, исключающими снижение его качественных показателей, а также его потерю при перемещениях.

Использование плодородного слоя грунта для устройства подсыпок, перемычек и других временных земляных сооружений для строительных целей не допускается.

Не допускается сливать в реки, озёра и другие водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки.

После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные канавы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения и дороги, расположенные в пределах полосы отвода земель или пересекающих эту полосу, а также придать местности проектный рельеф или восстановить природный.

Природоохранные мероприятия:

Для снижения воздействия на окружающую среду и затрат на их возмещение при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе необходимо выполнение следующих мероприятий:

1. Использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;
2. Оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;
3. Строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне.
4. Озеленение водоохраных зон;
5. Ликвидация отходов производства и хозяйственных отходов на местах работы ремонтной бригады;
6. Соблюдение правил пожарной безопасности в бесснежный период времени.

Таблица 14 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	1. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и др. земель. 2. Засорение почвы Производственными отходами и мусором. 3. Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности.	1. При обработке запланированного объема работ производится временное отчуждение земель. 2. Применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду. 3. Запрещается проведение земляных и иных работ, нарушающих почвенный слой.
Лес и лесные ресурсы	1. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. 2. Лесные пожары.	1. В пределах водоохранных зон запрещена вырубка леса 2. Запрещается разведения костров рядом с лесным массивом.
Вода и водные ресурсы	1. Загрязнение мусором.	1. В водоохранных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы.
Животный мир	1. Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и др. представителей животного мира, случайное уничтожение. 2. Браконьерство	1. Охота на дичь и рыбная ловля разрешена только лицам, имеющим на это право, с соблюдением сроков и правил охоты и рыбной ловли. 2. Предусматривается ограничение количества переездов через ручьи и овраги с целью минимизации производства работ в пойменных местах.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);

- военные.

Возможные аварии на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, которая может наступить по нескольким причинам:

Она происходит в результате образования свища, трещины на трубе, фасонных частях или оборудовании линейной части, а также в случае аварийного отказа в работе запорной арматуры, которые возникают вследствие:

а) общих коррозионных повреждений, уменьшивших толщину стенки трубы до величины, которая меньше необходимой для обеспечения прочности магистрального трубопровода при максимально разрешенном рабочем давлении газа, питтинговых коррозионных повреждений, создающих реальную угрозу возникновения утечки газа;

б) любых воздействий, создающих сверхнормативные нагрузки на трубопровод, или его перемещений в пространстве в результате стихийных явлений, происходящих в окружающей среде (оползень, паводок, землетрясение и др.), механических воздействий техники, которые отрицательно влияют на безопасность функционирования объекта;

в) любых видов трещинообразования или дефектов материала труб и оборудования, которые понижают прочность и требуют для обеспечения безопасности снижения рабочего давления на 20% и более от установленного или отключения объекта;

г) при возникновении кристаллогидратной пробки, вследствие которой возникает давление превышающее максимально разрешенное рабочее давление;

д) при проведении диверсионных и террористических актов.

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде,

значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

Возможные аварии на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, которая может наступить по нескольким причинам:

Она происходит в результате образования свища, трещины на трубе, фасонных частях или оборудовании линейной части, а также в случае аварийного отказа в работе запорной арматуры, которые возникают вследствие:

а) общих коррозионных повреждений, уменьшивших толщину стенки трубы до величины, которая меньше необходимой для обеспечения прочности магистрального трубопровода при максимально разрешенном рабочем давлении газа, питтинговых коррозионных повреждений, создающих реальную угрозу возникновения утечки газа;

б) любых воздействий, создающих сверхнормативные нагрузки на трубопровод, или его перемещений в пространстве в результате стихийных явлений, происходящих в окружающей среде (оползень, паводок, землетрясение и др.), механических воздействий техники, которые отрицательно влияют на безопасность функционирования объекта;

в) любых видов трещинообразования или дефектов материала труб и оборудования, которые понижают прочность и требуют для обеспечения безопасности снижения рабочего давления на 20% и более от установленного или отключения объекта;

г) при возникновении кристаллогидратной пробки, вследствие которой возникает давление превышающее максимально разрешенное рабочее давление;

д) при проведении диверсионных и террористических актов.

Утечку газа можно обнаружить приборами-газоанализаторами, а также визуально и "на слух" по следующим характерным признакам:

- шуму и запаху газа;
- изменению цвета растительности;
- появлению пузырьков на водной поверхности в обводнённых местах;
- потемнению снежного покрова.

При обнаружении утечки с непрерывным выходом газа линейным трубопроводчиком должны быть приняты меры по скорейшему оповещению диспетчерской службы, руководства подразделения, по оценке размеров загазованной зоны (до 20 % НПВ), опасности для населённых пунктов и других объектов и отключению повреждённого участка. В случае аварии с выходом большого количества газа вблизи населённого пункта, дороги, или водной артерии линейный трубопроводчик с целью предупреждения несчастных случаев до прибытия аварийной бригады обязан:

- выставить предупредительные знаки на расстоянии не менее 300 м от места повреждения трубопровода;
- при необходимости организовать объезд или выставить знаки, запрещающие въезд транспорта в опасную зону;
- предупредить жителей близлежащего пункта об опасности распространения огня и соблюдения ими правил безопасности;
- находиться в районе повреждения вне зоны загазованности до прибытия ремонтно-восстановительной бригады.

Сопровождается резким хлопком, напоминающим взрыв с последующим сильным шумом, выбросом грунта, кусков металла в радиусе до 250 - 300 метров. Как правило, происходит с возгоранием потока газа. Зона термического воздействия при горении составляет 300 метров и представляет наибольшую опасность для людей, объектов и сооружений.

При разрыве без возгорания опасность представляет взрывная волна и возможность возгорания (взрыва) потока газа в любой момент. Поэтому

категорически запрещается приближаться к месту разрыва нефтепровода до полного прекращения выхода газа ближе 500 метров.

При значительном расстоянии от места аварии разрыв трубопровода определяется по резкому и прогрессирующему падению давления в нефтепроводе с обеих сторон от места разрыва.

Обнаруживший аварию должен немедленно сообщить о ней на коммутатор и сменному инженеру и принять меры к локализации аварии.

До подъезда аварийно-ремонтной бригады, к месту аварии для взятия проб воздуха и выяснения обстановки пешком должна направляться бригада из трех человек. Транспорт движется вслед за бригадой с интервалом не менее 100 м. Продвижение возможно до тех пор, пока бригада не обнаружит в воздухе углеводородные пары, содержание которых превышает 20% от нижнего предела взрываемости.

После этого средства транспорта должны быть остановлены (по сигналу старшего бригады). Если ветер от загазованной зоны направлен в сторону транспортных средств, они должны быть отведены назад.

Бригада путем замеров должна определить границы загазованной зоны и установить на ней соответствующие знаки.

В загазованную зону персонал должен входить только в изолирующих противобазах.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При осуществлении ремонта МН «Александровское-Анжеро-Судженск» руководствуются следующими документами:

1. СНиП 2.05.06–85* Магистральные трубопроводы
2. СНиП III-42–80*Магистральные трубопроводы. Правила производства работ.
3. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство

4. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве.
5. СНиП 23-01-99*Строительная климатология.
6. СНиП 3.02.01-87Земляные сооружения, основания и фундаменты.
7. СНиП 3.04.01-87 Изоляционные и отделочные материалы.
8. СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства.
9. СНиП 2.01.07-85*Нагрузки и воздействия.
10. ВСН 004-88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация.
11. РД 153-39.4-114-01 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
12. РД 03-14-2005 Положение оформления декларации промышленной безопасности и перечень включаемых в нее сведений.
13. РД-16.01-74.20.00-КТН-058-1-05 Специальные нормы проектирования и строительства магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Дженск»
14. СП 12-135-2003 Безопасность труда в строительстве «Отраслевые типовые инструкции по охране труда
15. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в РФ
16. ВППБ 01-05-99 Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов»
16. ПБ 13-407-01 «Правила безопасности при проведении взрывных работ.»
17. СТР-19.020.00-КТН-089-07 Регламент по очистке и испытанию нефтепроводов на прочность и герметичность после завершения строительно-монтажных работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы были исследованы основные методы ремонта дефектных участков магистрального нефтепровода, рассмотрены технологии устранения дефекта методом наложения ремонтных конструкций П-1 и П-2.

Муфтовая технология ремонта на магистральных нефтепроводах - это эффективный метод выборочного ремонта трубопровода без вывода его из эксплуатации, она позволяет:

1. Сократить ремонт методом врезки "катушек", в результате чего:

- исключается необходимость остановки перекачки нефти на время ремонта;

- исключаются экологические проблемы загрязнения прилегающей к месту ремонта территории;

- повышается безопасность ремонта за счет исключения сварочных работ на поверхности действующего нефтепровода;

2. Полностью восстановить прочность и долговечность отремонтированных участков трубопровода;

3. Унифицировать технологию ремонта дефектов трубопровода различных типов и размеров.

Практически при равной стоимости ремонтной конструкции и «катушки» такой же длины из изолированной в заводских условиях трубы с толщиной стенки 14-16 мм затраты на основные виды работ, без учета вспомогательных работ по откачке нефти, различаются в несколько раз.

Затраты на откачку не могут быть определены по средней величине, так как это всегда индивидуальные затраты. Они зависят от места расположения участка, на котором будет производиться вырезка. От объема и способа откачки нефти.

Ещё один немаловажный фактор- проектирование. Затраты на изыскательские и проектные работы по замене трубы, выполняемые

специализированными предприятиями, проведение независимых внешних экспертиз, расходы на отвод земли увеличивают затраты почти в двое.

Следовательно, ремонтировать с помощью муфт дешевле и безопаснее чем такой же ремонт с помощью вырезок.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / А. Г. Гумеров, М. Г. Векштейн, Р. С. Гумеров. - М.: Недра, 1998 -271 с.
2. Восстановление работоспособности труб нефтепроводов / А. Г. Гумеров, Р. С. Зайнуллин, Р. С. Гумеров и др. — Уфа: Башкирское книжное издательство, 1992. — 240 с.
3. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта / А. Г. Гумеров, К. М. Ямалеев, Р. С. Гумеров, Х. А. Азметов. - М.: Недра, 1998. - 252 с.
4. Платонов А.Н. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Тюмень 2005г.
5. Промысловые трубопроводы и оборудование: учебное пособие /Ф. М. Мустафин, Л. И. Быков, А. Г. Гумеров и др. - М.: Недра, 2004. - 662 с.
6. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз: учебник для вузов по спец. "Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз" / Р. А. Алиев [и др.]. - М.: Недра, 1987. - 270 с.
7. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: учебно-практическое пособие / под ред. Ю. Д. Земенкова. — М.: Инфра-Инженерия, 2006. — 928 с.
8. Справочник мастера строительного-монтажных работ. Сооружение и ремонт нефтегазовых объектов: учебно-практическое пособие / под ред. В. А. Иванова. — М.: Инфра-Инженерия, 2007. — 832 с.
9. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учебное пособие / Л. И. Быков [и др.]. — СПб.: Недра, 2006. — 824 с.
10. ГОСТ 12.0.003-74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
11. ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
12. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).

13. ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
14. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.1.019 – 79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
16. ГОСТ 12.1.038 – 82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно-допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
17. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
18. Методика на проведение выборочного ремонта трубопроводов композитно-муфтовым методом на основе результатов внутритрубной диагностики.
19. ОР-03.100.50-КТН-415-06. Регламент планирования и устранения дефектов выборочным ремонтом на магистральных нефтепроводах ОАО «АК «Транснефть».
20. ОСТ 23.040.00-КТН-574-06. Стандарт отрасли. Нефтепроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами.
21. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: НПО ОБТ, 2001. 258 с.
22. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.
23. РД-13.220.00-КТН-367-06. Пожарная охрана объектов МН ОАО «АК «Транснефть» и дочерних акционерных обществ.
24. РД-23.040.00-КТН-090-07. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов

25. РД-23.060.30-КТН-572-06. Технология ремонта вантузов магистральных и технологических трубопроводов с рабочим давлением 6,3 МПа.
26. РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.
27. РД-75.180.00-КТН-164-06. Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов
28. РД 153-39.4-086-01. Технология сварочно-монтажных работ при установке ремонтных конструкций (муфт и патрубков) на действующие магистральные нефтепроводы
29. РД 153-39.4-115-01. Удельные нормативы образования отходов производств и потребления при строительстве и эксплуатации объектов ОАО «АК «Транснефть».
30. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.
31. СНиП П-12-77. Защита от шума.
32. ТК 01-05. Операционная технологическая карта на установку муфт П1 (КМТ).