

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
«Обоснование и выбор метода ремонта и комплекта оборудования для производства ремонтных работ дефектного участка магистральных нефтепроводов»

УДК 622.692.4.053:622.323-048.78

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Кузьминых Сергей Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шмурыгин В.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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»
 Уровень образования инженер
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

дипломный проект

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.04.2016	<i>Общая часть</i>	5%
05.05.2016	<i>Организационно-технологическая часть</i>	15%
15.05.2016	<i>Технологическая часть</i>	28%
25.05.2016	<i>Расчетная часть</i>	30%
05.05.2016	<i>Финансовый менеджмент</i>	5%
10.06.2016	<i>Социальная ответственность</i>	15%
11.06.2016	<i>Заключение</i>	2%

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шмурыгин В.А.	—		

СОГЛАСОВАНО:

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

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.) Рудаченко А.В.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Т01	Кузьминых С.В.

Тема работы:

Обоснование и выбор метода ремонта и комплекта оборудования для производства ремонтных работ дефектного участка магистральных нефтепроводов	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 20.04.2016 №д 3079/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую

Рассматриваются вопросы, связанные с обоснование и выбором метода ремонта и комплекта оборудования для производства ремонтных работ дефектного участка магистральных нефтепроводов, а так же выявление проблем, возникших в процессе ремонта и проработкой предложений по

<i>среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	решению сложившихся проблем.
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	В процессе работы проводились теоретические исследования дефектов, возникших на трубопроводе и основные методы их устранения. Подробно рассмотрен порядок проведения ремонта дефектных участков нефтепровода
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Таблицы, рисунки

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вазим А.А., доцент кафедры экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Гуляев М.В., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности (БЖД)

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шмурыгин В.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Кузьминых С.В.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из: 99 листах, 11 рисунков, 11 таблиц.

Ключевые слова: нефть, магистральный трубопровод, дефект, вырезка «катушки», ремонт.

Объектом дипломной работы являются методы ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов. В представленной работе рассмотрены виды дефектов, виды их ремонта, подробно описан метод устранения дефекта, вырезкой «катушки», произведен гидравлический расчет трубопровода, в котором проведена проверка на предотвращения недопустимых пластических деформаций (по 2 условиям) и нашли максимальное продольное напряжения в трубопроводе. Так же рассмотрены вопросы экологической безопасности, охраны труда. В экономической части определены затраты на проведение работ по вырезки «катушки»

Для выполнения дипломной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel; рисунки – графические программы Adobe Photoshop и Microsoft Paint. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурьгин В.А.</i>					<i>1</i>	<i>99</i>
<i>Консульт.</i>						Группа 3-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Abstract

Final qualifying work consists of 99 pages, 11 figures, 11 tables.

Keywords: oil trunk pipeline, defect, tenderloin "coil" repair.

The object of the thesis are methods for repairing defective portions of main oil pipelines. In the present paper the kinds of defects, types of repairs, described in detail the method of elimination of the defect, tenderloin "coil", produced by hydraulic calculation of pipeline, which checked on the prevention of harmful plastic deformation (2 terms) and found the maximum longitudinal stress in the pipeline. Also the issues of environmental safety, occupational safety and health. In the economic part of the identified costs of the works of "coil" clippings

To make the thesis used a text editor Microsoft Word, tables and graphs were performed in Microsoft Excel; drawings - graphic programs Adobe Photoshop and Microsoft Paint. The presentation has been prepared using Microsoft Power Point.

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			Abstract	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					2	99
<i>Консульт.</i>						Группа 3-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Содержание

Введение.....	6
Обзор литературы.....	8
Определения и сокращения. Термины с соответствующими определениями.....	14
Сокращения	17
Глава 1. Теоретическая часть	18
1.1. Характеристика и классификация дефектов	18
Глава 2. Ремонт дефектов	20
2.1. Порядок проведения ремонта дефектов	20
2.2. Методы ремонта дефектных участков нефтепровода.....	21
2.2.1. Шлифовка	23
2.2.2. Заварка дефектов	23
2.2.3. Вырезка дефектов	24
2.2.4. Установка ремонтных муфт... ..	25
2.3. Обоснование проведения по устранению дефектов на магистральных нефтепроводах	27
2.3.1. Подготовительные работы	27
2.3.2. Земляные работы	30
2.3.2.1. Разработка и обустройство ремонтного котлована	31
2.3.3. Технология врезки вантузов к трубопроводу.....	33
2.3.4. Вырезка отверстия	34
2.3.5. Откачка нефти из отключенного участка	35
2.3.6. Откачка нефти из отключенного участка в параллельный нефтепровод	36

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			<i>Содержание</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					3	99
<i>Консульт.</i>						Группа 3-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

2.3.7. Вырезка «катушки»	41
2.3.7.1. Вырезка дефектного участка с применением труборезных машин.....	42
2.3.8. Герметизация трубопровода	47
2.3.9. Зачистка котлована	51
2.3.10. Врезка катушки	51
2.3.11. Дефектоскопия.....	53
2.3.12. Изоляция участка	57
2.3.13. Засыпка котлована.....	61
Глава 3. Расчетная часть.....	66
3.1. Гидравлический расчет нефтепровода	66
Глава 4. Экономическая часть	78
4.1. Расчет основной заработной платы	78
4.2. Расчет дополнительной заработной платы	81
4.3. Расчет отчислений на социальные нужды	81
4.4. Расчет стоимости материала	81
4.5. Расчет стоимости электроэнергии	82
4.6. Расчет стоимости износа МБП	82
4.7. Расчет амортизации основных производственных фондов	82

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			<i>Содержание</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурьгин В.А.</i>					4	99
<i>Консульт.</i>						Группа 3-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

4.8. Расчет стоимости услуг	83
4.9. Расчет прочих расходов	84
Глава 5. Социальная ответственность.....	85
5.1. Производственная безопасность	85
5.2. Экологическая безопасность	86
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	88
5.4 Пожарная и взрывная безопасность.....	90
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	94
Заключение.....	96
Список используемой литературы.....	97

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			<i>Содержание</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурьгин В.А.</i>					5	99
<i>Консульт.</i>						Группа 3-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Введение

Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов – важнейшая и неотъемлемая составляющая топливно-энергетического комплекса России. На территории РФ создана разветвленная сеть магистральных нефтепроводов и продуктопроводов, проходящих по территориям практически всех субъектов федерации.

Общая протяженность магистральных нефтепроводов России составляет – 46.9 тыс. км; нефтепродуктопроводов – 18.9 тыс. км. С помощью магистрального транспорта перемещается около 95 % добываемой нефти и более 52 % производимой продукции нефтепереработки. В общем объеме грузооборота трубопроводного транспорта доля нефти составляет – 40.3, нефтепродуктов – 4.3 %.

В состав сооружений магистральных нефтепроводов входят 397 нефтеперекачивающих станций, нефтепродуктопроводов, 100 нефтепродуктоперекачивающих станций, резервуарные парки общей емкостью 17.43 млн. куб. метров.

Система нефтепродуктопроводов способна обеспечить транспортировку на региональные рынки России 53.9 млн. т нефтепродуктов в год от НПЗ России.

Требования к эксплуатации объектов МН должны регламентироваться производственными инструкциями и технологическими схемами, разрабатываемыми с учетом местных условий и на основе государственных, ведомственных нормативных документов и «Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов» [2] .

Целью настоящей работы является обоснование методов ремонта и комплекта оборудования для производства ремонтных работ дефектного

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					<i>6</i>	<i>99</i>
<i>Консульт.</i>						Группа 3-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

участка магистральных нефтепроводов и их эффективности.

Для достижения поставленной цели, необходимо решение следующих задач:

- исследование основных распространенных дефектов и методы их устранения;
- подробно рассмотреть сборку и сварку муфты Ш (КМТ), изоляции приварных муфт;
- изучить новый прибор, компенсирующий намагниченность трубопровода, а так же его назначение и технические характеристики.

Объектом дипломной работы является методы ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов.

Предметом исследования дипломной работы является обоснование и выбор метода ремонта дефектных участков. В ходе подготовки дипломного исследования были использованы ГОСТы, учебные пособия для студентов и преподавателей ВУЗов, а также статьи.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						7
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Кузьминых С.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.				8	99
Консульт.					Обзор литературы		
Зав. Каф.		Рудаченко В.А.					
					ТПУ гр.3 2Т01		

ремонта трубы необходима информация о местоположении, типах, размерах и плотности распределения дефектов, которая формируется в процессе выполнения диагностических работ.

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

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

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, стресскоррозионные трещины, эрозионный износ, царапины из-за небрежного обращения с трубами при строительстве и перевозках и др. При разрушении изоляционного покрытия возникают условия для появления стресскоррозионного процесса, рост такого дефекта до критического значения в среднем составляет 8-10 лет.

Дефекты и различные отклонения могут вызвать существенные

					Обзор литературы	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проблемы при эксплуатации трубопровода. Основными причинами аварий за последние пять лет являлись коррозия и стресс-коррозия (35,46 %) и брак строительно-монтажных 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 трубопроводов 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

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

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 стресскоррозионных дефектов. Установлено, в частности, что зарождение стресскоррозионных 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 локализуются 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

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

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.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Определения и сокращения

Термины с соответствующими определениями:

<p>Выборочный ремонт нефтепровода Галтельная муфта</p>	<p>Локальный ремонт линейной части нефтепровода с целью ликвидации дефектов на ограниченном участке нефтепровода.</p> <p>Ремонтная муфта для ремонта дефектов поперечных сварных швов, привариваемая к трубе и имеющая специальную полость шириной до 100 мм.</p>
<p>Глубина дефекта Дефект, подлежащий ремонту (ДПР)</p>	<p>Максимальная протяженность дефекта в направлении, перпендикулярном поверхности трубы.</p> <p>Дефекты труб и сварных швов, а также конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральных и технологических нефтепроводах, которые не соответствуют требованиям нормативных документов и подлежат устранению.</p>
<p>Дефект первоочередно о ремонта (ПОР)</p>	<p>Дефект, снижающий несущую способность нефтепровода и подлежащий ремонту в первую очередь. Параметры дефекта определяются настоящим РД.</p>
<p>Длина дефекта Дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) Заварка</p>	<p>Максимальная протяженность дефекта вдоль оси трубы.</p> <p>Контроль, проводимый неразрушающими методами с целью уточнения типа и параметров дефекта, обнаруженного ВИП и выявления возможных дополнительных дефектов.</p> <p>Ремонт, заключающийся в восстановлении толщины стенки трубы в местах потери металла и сварного шва методом наплавки.</p>
<p>Замена участка</p>	<p>Замена дефектного участка нефтепровода длиной более заводской длины трубы на трубы, отвечающие требованиям СНиП 2.05.06-85*.</p>
<p>Капитальный ремонт нефтепровода</p>	<p>Плановый ремонт с заменой труб или ремонт стенки, монтажных и заводских сварных швов трубы с заменой изоляционного покрытия нефтепровода.</p>

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузьминых С.В.			Определения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмурьгин В.А.					14	99
Консульт.						Группа 3-2Т01		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Катушка

Часть трубы длиной не менее диаметра и не более длины заводской секции трубы, ввариваемая в нефтепровод с помощью двух кольцевых стыков или вырезаемая из нефтепровода с помощью двух кольцевых резов.

Композитная муфта

Стальная оболочка, не приваренная к телу трубопровода и заполненная композитным составом. Устанавливается по специальной композитно-муфтовой технологии (КМТ).

Метод временного ремонта нефтепровода

Метод ремонта, восстанавливающий несущую способность дефектного участка нефтепровода на ограниченный период времени.

Метод постоянного ремонта нефтепровода

Метод ремонта, восстанавливающий несущую способность дефектного участка нефтепровода до уровня бездефектного участка на все время его дальнейшей эксплуатации.

Муфта с коническими переходами

Необходимая приварная муфта большего диаметра, имеющая конические переходы от цилиндрической части муфты к поверхности трубы.

Необжимная приварная муфта

Ремонтная конструкция, имеющая полость длиной более 100 мм и привариваемая к трубе с зазором на технологических кольцах.

Несущая способность

Максимальное внутреннее давление, которое может выдержать трубопровод без разрушений и отказов при нормативных нагрузках.

Обжимная приварная муфта

Ремонтная конструкция, при установке которой производится обжатие дефектного участка нефтепровода с последующей ее приваркой к трубе.

Ограниченный участок нефтепровода

Участок линейной части нефтепровода длиной до 100 м.

Околошовная зона

Участок основного металла трубы шириной, равной четырем номинальным толщинам стенки трубы в каждую сторону от края сварного шва.

Ремонтная конструкция

Конструкция, установленная на нефтепроводе для ремонта дефектов.

Секция, подлежащая ремонту

Трубная секция, содержащая совокупность дефектов ДПР, которая может быть отремонтирована только заменой всей секции

Ширина дефекта (длина по окружности трубы)

Максимальный геометрический размер дефекта по поверхности трубы перпендикулярно ее оси.

					Определения	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Шлифовка

Метод ремонта, заключающийся в снятии в зоне дефекта слоя металла путем шлифования для устранения концентрации напряжений.

Разнотолщинность

Наличие в сварном соединении труб разной толщины

					Определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Сокращения

АК – акционерная компания

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор

ВСН – ведомственные строительные нормы

ГОСТ – государственный стандарт

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль

ДПР – дефект, подлежащий ремонту

ИПТЭР – институт проблем транспорта энергоресурсов

КМТ – композитно–муфтовая технология

МН – магистральный нефтепровод

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

НПС – нефтеперекачивающая станция

ОСТ – стандарт отрасли, стандарт организации

ПОР – дефект первоочередного ремонта

РД – руководящий документ

СНиП – строительные нормы и правила

СП – свод правил

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			Сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					17	99
<i>Консульт.</i>						Группа 3-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Глава 1. Теоретическая часть

1.1. Параметры и классификация дефектов

Дефектом называется каждое отдельное несоответствие продукции требованиям, которое устанавливается нормативной документацией [1].

Дефекты бывают:

- явные;
- скрытые;
- критические;
- значительные и малозначительные;
- исправимые и неисправимые.

Явные поверхностные дефекты определяют практически на глаз, а внутренние, скрытые и поверхностные, не различимые глазом, – с помощью специальных средств.

При выявлении дефектов в зависимости от возможного влияния их на служебные свойства детали могут быть критическими, значительными и малозначительными. При классификации учитывают характер, размеры, место расположения дефекта на детали, особенности деталей и изделий, их назначение, условия использования (эксплуатации).

Критическими дефектами определяются, как использование продукции по назначению невозможно или исключается из-за несоответствия требованиям безопасности или надежности. К более значительным можно отнести дефекты, которые влияют на использование продукции по назначению или на ее долговечность, но не является критическим; к малозначительным – дефекты, которые не оказывает такого влияния.

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			<i>Теоретическая часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					18	99
<i>Консульт.</i>						Группа 3-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

По происхождению дефекты изделий подразделяют на производственно – технологические, технологические и эксплуатационные. Дефекты первого вида связаны с изготовлением материала и заготовок изделий. Технологические дефекты связаны с изготовлением и ремонтом деталей (сваркой, пайкой, механической, термической и другими видами обработки). Дефекты последнего вида возникают после некоторой наработки изделия в результате усталости металла деталей, коррозии, изнашивания и т.д., а также неправильного технического обслуживания и эксплуатации.

Дефект магистрального нефтепровода – это отклонение геометрического параметра трубы, сварного шва, качества материала трубы, не соответствующее требованиям действующих нормативных документов и возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации нефтепровода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные нефтепроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем или по результатам анализа исполнительной документации объекта.

Дефекты подразделяются на дефекты, подлежащие ремонту (ДПР), из которых по степени опасности выделяются дефекты первоочередного ремонта (ПОР) [1].

Дефекты линейной части магистральных нефтепроводов подразделяются по виду: дефекты изоляционных покрытий; дефекты трубы; дефекты, связанные с изменением проектного положения трубопровода, его деформаций и напряженного состояния.

Глава 2. Ремонт дефектов

2.1. Порядок проведения ремонта дефектов

Устранение дефектов подлежащих ремонту производится выборочным ремонтом отдельных дефектов в соответствии с методами, регламентированными настоящим РД, и при капитальном ремонте с заменой трубы и с заменой изоляции. При капитальном ремонте с заменой изоляции должен производиться ремонт всех имеющихся на данном участке дефектов, подлежащих ремонту, с последующей заменой изоляции [1].

Выбор вида ремонта (выборочный, капитальный с заменой труб, капитальный с заменой изоляции) производится в зависимости от:

- технико-экономических показателей по видам и методам ремонта;
- плотностей распределения дефектов ДПР и ПОР по длине нефтепровода;
- плотностей распределения коррозионных дефектов по длине нефтепровода;
- состояния изоляционного покрытия.

Все выявленные дефекты ПОР и дефекты ПОР, допустимый срок эксплуатации которых заканчивается в текущем году, должны быть устранены в течение текущего года [1].

Очередность ремонта дефектов ПОР определяется исходя из следующих критериев:

В первую очередь подлежат ремонту и устранению дефекты:

- расположенные на переходах через водные преграды;

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					20	99
<i>Консульт.</i>						Группа 3-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

- расположенные на переходах через автомобильные и железные дороги;
- расположенные вблизи населенных пунктов и промышленных объектов;
- расположенные на местности, геодезические отметки и профиль которых при выходе нефти могут привести к попаданию ее в реки, водоемы, населенные пункты и промышленные объекты;
- ограничивающие пропускную способность нефтепровода;
- расположенные в труднодоступных участках нефтепроводов (болота, горные участки и др.) [1].

В зависимости от значимости нефтепровода первоочередному ремонту и устранению подлежат дефекты, расположенные на:

- межрегиональных магистральных нефтепроводах, по которым транспортируется нефть многих грузоотправителей и осуществляются поставки на НПЗ России;
- магистральных нефтепроводах экспортного направления;
- магистральных нефтепроводах, задействованных в перспективных проектах развития системы;
- магистральных нефтепроводах или участках, не имеющих дублирующего направления;
- магистральных нефтепроводах регионального значения от мест добычи и загруженных свыше 70% от проектной производительности.

2.2. Методы ремонта дефектных участков нефтепровода

Запрещается установка на нефтепроводах заплат всех видов, накладных элементов ("корыта") и других, не разрешенных настоящим РД, конструктивных элементов. Все ранее установленные на нефтепроводах заплаты и накладные элементы должны быть заменены постоянными методами ремонта [1].

Разрешенные методы ремонта.

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

Для ремонта дефектов магистральных и технологических нефтепроводов могут применяться следующие методы ремонта:

- шлифовка;
- заварка;
- вырезка дефекта (замена «катушки» или замена участка);
- установка ремонтной конструкции (муфты, патрубки).

Методы ремонта нефтепроводов подразделяются на методы *постоянного ремонта* и методы *временного ремонта*.

К методам *постоянного ремонта* относятся методы, восстанавливающие несущую способность дефектного участка нефтепровода до уровня бездефектного участка на все время его дальнейшей эксплуатации.

К методам и конструкциям для *постоянного ремонта* (для типов дефектов, ремонт которых разрешен данным методом относятся шлифовка, заварка, вырезка, композитная муфта, обжимная приварная муфта, галтельная муфта, удлиненная галтельная муфта для ремонта гофр, патрубков с эллиптическим днищем [1].

Конструкции *временного ремонта* применяются на ограниченный период времени, установка их в плановом порядке запрещается. К конструкциям для *временного ремонта* относятся необжимная приварная муфта и муфта с коническими переходами. Муфты этих типов разрешается применять для аварийного ремонта с последующей заменой в течение одного календарного месяца и для ремонта гофр на срок не более одного года с обязательной последующей заменой на постоянные методы ремонта

Допустимый срок эксплуатации ранее установленных муфт с коническими переходами, необжимных приварных муфт определяется по таблице в зависимости от отношения допустимого рабочего давления в зоне дефекта к проектному давлению нефтепровода.

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

2.2.1. Шлифовка

Шлифовка используется для ремонта участков труб 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, указанных в ГОСТ 16037-80.

Шлифовка используется для ремонта во вмятинах дополнительных дефектов – риск, потерь металла, трещин, расслоений с выходом на поверхность.

При шлифовке путем снятия металла должна быть восстановлена плавная форма поверхности, снижена концентрация напряжений. Максимальное допустимое давление в трубе при проведении выборочного ремонта методом шлифовки – не более 2,5 МПа. Зашлифованный участок должен подвергаться визуальному, магнитопорошковому контролю или контролю методом цветной дефектоскопии.

После шлифовки должна проверяться остаточная толщина стенки трубы методом ультразвуковой толщинометрии. Остаточная толщина не должна быть меньше 80 % от толщины стенки. В случае, когда остаточная толщина меньше 80 % от толщины стенки трубы.

2.2.2. Заварка дефектов

Заварку разрешается применять для ремонта дефектов тела трубы типа "потеря металла" (коррозионные язвы, риски) с остаточной толщиной стенки трубы не менее 5 мм, а также дефектов типа "аномалии поперечного сварного шва" (поры, выходящие на поверхность, подрезы сварного шва, недостаточное или отсутствующее усиление, недостаточная ширина шва) на сварных швах.

Заварка допускается, если глубина и максимальный линейный размер одиночного дефекта (длина, диаметр) или его площадь не превышают

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

величин. Расстояние между смежными повреждениями должно быть не менее $4t$ (t – номинальная толщина стенки трубы). Расстояние от завариваемых дефектов до сварных швов, в т.ч. до спиральных, должно быть не менее $4t$.

Заварку разрешается проводить только на полностью заполненном нефтепроводе. Выполнение заварки на частично заполненном нефтепроводе не допускается.

При выборочном ремонте максимальное допустимое давление в нефтепроводе не выше 2,5 МПа.

Процедура выполнения подготовки и выполнения сварочных работ по заварке дефектов на теле трубы должна соответствовать требованиям.

Процедура выполнения подготовки и выполнения сварочных работ по заварке дефектов поперечных сварных швов должна соответствовать требованиям.

Наплавленный металл подвергается визуальному, магнитопорошковому контролю для выявления внешних дефектов и ультразвуковому контролю для выявления внутренних дефектов. Результаты контроля должны оформляться в виде заключений.

2.2.3. Вырезка дефектов

При этом способе ремонта секция или участок секции с дефектом («катушка») должен быть вырезан из нефтепровода и заменен бездефектной «катушкой». Вырезка дефекта должна применяться в случае обнаружения недопустимого сужения проходного диаметра нефтепровода, невозможности обеспечения требуемой степени восстановления нефтепровода при установке муфт (протяженная трещина, глубокая вмятина с трещиной или коррозией) или при наличии на секции более двух муфт.

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 [8].

					<i>Ремонт дефектов</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

2.2.4. Установка ремонтных муфт

Муфты должны быть изготовлены в заводских условиях в соответствии с утвержденными в установленном порядке техническими условиями, конструкторской документацией, технологической картой, должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы.

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

Муфты должны быть изготовлены из листового материала или из новых (не бывших в эксплуатации) прямошовных или бесшовных труб, предназначенных 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 должна быть не меньше толщины стенки ремонтируемой трубы. При меньшей нормативной прочности металла муфты номинальная толщина ее стенки должна быть увеличена в соответствии с расчетом по ГОСТ ИСО 4065-2005 [6]. При этом толщина стенки муфты не должна превышать толщину стенки трубы более чем на 20% (допускается превышение 20% при округлении величины толщины стенки муфты до ближайшего стандартного значения толщины листа). Все элементы муфты должны быть одинаковой толщины.

Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин, задиров и рисок на поверхности муфт не допускаются. Установка муфт должна производиться в соответствии с требованиями РД 153-39.4-086-01 «Технология сварочно-монтажных работ при установке ремонтных конструкций (муфт и патрубков) на действующие магистральные нефтепроводы».

Перед установкой ремонтных муфт необходимо тщательно удалить изоляционное покрытие с дефектного участка нефтепровода для

					<i>Ремонт дефектов</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

последующей обработки поверхности, согласно технологии установки применяемой муфты. В целях правильности выбора ремонтной конструкции необходимо определить тип и фактические параметры дефекта с составлением акта проведения дефектоскопического контроля.

Приварная муфта должна перекрывать место дефекта не менее чем на 100 мм от края дефекта. Длина муфт выбирается в зависимости от длины ремонтируемого дефекта, с учетом ограничений и в соответствии с требованиями технологии на установку муфт данного типа. Длина обжимной приварной муфты с технологическими кольцами не должна превышать 3000 мм. Длина цилиндрической части удлиненной галтельной муфты для ремонта гофр не должна превышать $1,5 D_H$. Длина полости галтельной муфты с короткой полостью, в которой должен находиться поперечный сварной шов ремонтируемого участка, не должна превышать 100 мм.

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

Композитная муфта устанавливается по композитно-муфтовой технологии. Композитные материалы должны быть испытаны и допущены к применению установленным порядком.

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

Максимальное допустимое давление в нефтепроводе при установке приварных ремонтных муфт должно быть не более 2,5 МПа.

Все сварные швы муфты при изготовлении должны пройти 100% визуальный и радиографический контроль. При установке муфты на трубу все монтажные сварные швы и околошовные зоны поверхности основного металла должны пройти контроль в соответствии с требованиями РД 153-39.4-086-01 «Технология сварочно-монтажных работ при установке ремонтных конструкций (муфт и патрубков) на действующие магистральные нефтепроводы».

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.3 Обоснование проведения по устранению дефектов на магистральных нефтепроводах

На основании полученного отчета по диагностике, составляется план устранения дефектов. Дефекты, которые имеют не допустимое проходное сечение, подлежат вырезки. В данном случае дефектом является гофра (рис. 1).



Рисунок 1 – Дефект в виде гофры

План составляется с учетом минимального простоя нефтепровода, это вызвано контрактными поставками нефти, потребителям. В связи с выше изложенным, время на устранения дефектов дается минимальным.

Для устранения дефектного участка, используются безогневые методы с применением трубрезных машин, а так же энергия направленного взрыва.

2.3.1 Подготовительные работы

Подготовительные работы делятся на три этапа:

- организационный;
- мобилизационный;
- подготовительно-технологический.

Организационный этап инженерной подготовки капитального ремонта включает следующие мероприятия:

- рассмотрение и приемка утвержденной в установленном порядке проектно-сметной документации;
- заключение договора подряда-субподряда на капитальный ремонт;
- открытие финансирования на ремонт;
- приемка трассы трубопровода от заказчика в натуре и получение разрешения на капитальный ремонт;
- получение лесорубочных билетов, если трасса проходит по землям Гослесфонда.

Перед началом ремонтных работ, нужно получить письменное разрешение от владельцев коммуникаций или эксплуатирующих организаций на производство работ в охранной зоне этих коммуникаций по установленной форме.

После получения разрешения, на производство работ в охранной зоне, следует установить по технической документации приборами – искателями и шурфованием точное местонахождение и фактическую глубину заложения действующих коммуникаций, определить техническое состояние, а также взаиморасположение действующих коммуникаций с ремонтируемым объектом.

Трасса действующих коммуникаций и их сооружений в границах зоны производства работ и технического коридора коммуникаций, должна быть размечена знаками высотой 1,5–2 метра с указанием фактической глубины заложения, установленными на прямых участках трассы в пределах видимости, но не более чем через 50 метров, на всех участках углов поворота, через 10 метров, в местах пересечения, а также на границах разработки грунта в ручную. Опасные места должны быть обозначены особо.

В процессе сдачи-приемки трассы подрядчик должен принять от заказчика документы на отвод земельных участков для производства

ремонта, разработку карьеров, копии лесорубочных билетов, рабочую документацию.

Нормативными документами установлены два вида отвода земель:

- для краткосрочного пользования на период капитального ремонта магистрального трубопровода – ширина полосы земель;
- для бессрочного (постоянного) пользования и временного краткосрочного пользования для временных сооружений – земельные участки.

На мобилизационном этапе выполняются вне­трассовые подготовительные работы:

- сооружение временных – на период ремонта жилых городков, баз (пунктов) обслуживания машин, подъездных дорог, складов;
- приемка и складирование материалов и оборудования, открытие карьеров.

На подготовительно-технологическом этапе выполняются первоочередные и совмещенные вдоль­трассовые работы:

- восстановление и закрепление оси трассы и пикетажа, детальная разбивка вертикальных и горизонтальных кривых, разметка ремонтно-строительной полосы;
- расчистка ремонтно-строительной полосы от леса и кустарника, корчевка пней;
- строительство вдоль­трассовых временных дорог;
- обустройство защитных ограждений, обеспечивающих безопасность производства работ.

Все подготовительные работы при ремонте и сооружении нефтепроводов, их организация и проведение должны соответствовать требованиям [13], утвержденных в установленном порядке и действующих на период производства работ.

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

2.3.2 Земляные работы

Земляные работы при ремонте магистральных нефтепроводов проводить в соответствии с требованиями [14].

Состав земляных работ:

- оформление отвода земли и разрешительных документов на производство работ в охранной зоне, согласование ведения земляных работ с владельцами коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающихся с МН;
- обозначение опознавательными знаками трассы нефтепроводов и других подземных коммуникаций в данном техническом коридоре;
- подготовка площадки для производства ремонтных работ, вспомогательных площадок;
- сооружение обвалования для сбора нефти;
- устройство проездов для движения техники не ближе 10 м к оси нефтепровода;
- обустройство переездов через нефтепровод, оборудованных железобетонными дорожными плитами;
- разработка и обустройство ремонтного котлована;
- разработка приямков для врезки вантузов в трубопровод;
- планировка земли на трассе прохождения временных трубопроводов для откачки-закачки нефти;
- засыпка ремонтного котлована, приямков;
- рекультивация земель на месте проведения ремонтных работ и сдача их землепользователям или землевладельцам с оформлением акта.

До начала земляных работ уточнить и обозначить знаками ось прохождения, фактическую глубину заложения ремонтируемого нефтепровода, места пересечений с подземными коммуникациями,

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

искусственными и естественными препятствиями, вершины углов поворота. Обозначение трассы производить в границах производства работ (движения техники, вскрытия трубопровода, устройства амбара, прокладки полевого трубопровода) опознавательными знаками (щитами с надписями – указателями), высотой 1,5–2,0 м от поверхности земли, с указанием фактической глубины заложения, установленными на прямых участках трассы не реже чем через 50 м, а при неровном рельефе – через 25 м. Места расположения подземных сооружений сторонних предприятий обозначить вешками высотой 1,5–2,0 м через каждые 10 м на прямых участках трассы, у всех точек отклонений от прямолинейной оси трассы более чем на 0,5 м, на всех поворотах трассы, а также на границах ручной разработки грунта. В местах пересечения нефтепровода с коммуникациями сторонних организаций устанавливается знак, содержащий информацию о глубине их залегания. Кроме того, опознавательные знаки устанавливаются в опасных местах (заболоченных, со слабой несущей способностью грунта и т.п.).

В местах пересечения трассы нефтепровода с действующими подземными коммуникациями разработка грунта механизированным способом, на расстоянии менее 2 м по горизонтали и 1 м по вертикали от коммуникаций, запрещается. Оставшийся грунт разрабатывать вручную. Работы должны выполняться в присутствии представителей владельцев коммуникаций.

Отвал грунта на действующий трубопровод не допускается.

При обнаружении на месте разработки грунта подземных сооружений, не указанных в рабочих чертежах, работы должны быть немедленно приостановлены до выяснения владельцев коммуникаций и согласования с ними порядка производства работ.

2.3.2.1 Разработка и обустройство ремонтного котлована

До начала работ по разработке ремонтного котлована определить место вскрытия трубопровода, уточнить размеры ремонтного котлована,

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

произвести разбивку границ котлована по принятым размерам относительно оси трубопровода, определить по исполнительной документации, паспорту на МН, материалам диагностики наличие на участке работ приварных соединений, которые должны быть вскрыты вручную.

Разработка котлована должна осуществляться экскаваторами. Для предотвращения повреждения трубопровода ковшом экскаватора минимальное расстояние между образующей трубопровода и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,20 м. Разработку оставшегося грунта следует проводить вручную, не допуская ударов по трубе.

Размеры котлована должны обеспечивать возможность выполнения аварийных работ в нем (центровку труб, сварку неповоротных стыков, контроль сварных швов, изоляцию отремонтированного участка и др.).

При разработке котлована его ширину принимают из условия возможности работы обслуживающего персонала с грузоподъемными машинами или механизмами.

Ремонтный котлован с вертикальными стенками устраивается в грунтах естественной влажности с ненарушенной структурой при отсутствии грунтовых вод (табл. 1).

Таблица 1 – Допускаемая глубина ремонтного котлована с вертикальными стенками различных грунтов

Грунт	Глубина котлована, м
Насыпной, песчаный, гравелистый	1,00
Супесчаный	1,25
Суглинистый	1,25
Глинистый	1,50
Особо плотный нескальный	2,00

Для сооружения котлована большей глубины необходимо устраивать откосы различного заложения, в зависимости от состава грунта, при уровне грунтовых вод ниже глубины выемки (табл. 2).

Таблица 2 – Наибольшая допустимая крутизна откосов котлована в грунтах естественной влажности

Грунт	Крутизна откоса (отношение его высоты к заложению) при глубине выемки, м, не более		
	1,5	3	5
Насыпной	1:0,67	1:1	1:1,25
Песчаный и гравелистый (влажный, но не насыщенный)	1:0,5	1:1	1:1
Супесь	1:0,25	1:0,67	1:0,85
Суглинок	1:0	1:0,5	1:0,75
Глина	1:0	1:0,25	1:0,5
Лессовый сухой	1:0	1:0,5	1:0,5

При сильном притоке грунтовых вод необходимо устраивать крепление стенок котлована и одновременно принимать меры по понижению уровня грунтовых вод откачкой водоотливными агрегатами или насосами.

Для обеспечения возможности быстрого выхода работающих из траншеи следует устанавливать стремянки (с уклоном 1:3 с планками через 0,20–0,25 м) из расчета 2 лестницы на 5 человек, работающих в траншее, и устраивать выходы (не менее двух) с противоположных сторон.

2.3.3 Технология врезки вантузов к трубопроводу

Врезка вантуза в магистральный нефтепровод включает следующие работы:

- обеспечение рабочего давления в нефтепроводе, в месте производства работ, не более 2,5 МПа и наличии не менее 0,1 МПа избыточного давления;
- разметку и подгонку патрубка вантуза к нефтепроводу;
- приварку патрубка к нефтепроводу;

- контроль качества сварного шва;
- монтаж и сварку усиливающего воротника.

Расстояние между сварными швами трубопровода и привариваемых элементов должно быть не менее 100 мм.

Сварочно-монтажные работы по приварке патрубков (патрубка с задвижкой для приварной задвижки) следует проводить за один рабочий цикл, без перерыва, до полного завершения облицовочного слоя.

Приварку патрубков (предварительный подогрев металла патрубка, выбор сварочных материалов и режимы сварки) следует осуществлять в соответствии с требованиями технологической карты по врезке вантуза, согласно [8].

Контроль сварочных швов приварки патрубка к трубопроводу, приварки воротника к патрубку и трубе осуществляется последовательно.

Контроль качества кольцевых угловых швов должен выполняться методами ультразвуковой дефектоскопии в соответствии с требованиями [15] и цветной дефектоскопии.

2.3.4 Вырезка отверстия

Приспособления для вырезки отверстий должны быть рассчитаны на рабочее давление не ниже 6,3 МПа, иметь инструкцию по эксплуатации, утвержденную главным инженером АО МН, паспорт завода изготовителя и разрешение Ростехнадзора на применение.

Приспособление должно иметь устройство, предотвращающее падение в полость трубопровода вырезанной части.

Для работы по вырезке отверстий в трубопроводе с приспособлением, допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний.

Диаметр вырезаемого отверстия в основном ремонтируемом трубопроводе должен быть на 10–15 мм меньше внутреннего диаметра

патрубка и не менее 85 мм для патрубка с условным диаметром 100 мм, 125 мм для D_y 150 мм, 170 мм для D_y 200 мм.

Вырезка отверстий в трубопроводе производится при давлении в трубопроводе, соответствующем паспортным характеристикам приспособлений, но не более 2,5 МПа.

После вырезки отверстия вывести шток приспособления из полости трубопровода за запорный орган задвижки, задвижку закрыть, сбросить давление из корпуса устройства и демонтировать его, после чего установить на вантузную задвижку ответный фланец с эллиптической заглушкой. Установленная заглушка демонтируется при обвязке насосного агрегата или монтаже воздухопускного трубопровода.

2.3.5 Откачка нефти из отключенного участка

Объем нефти, который подлежит откачке для освобождения трубопровода в месте производства работ, определяют следующим образом:

- определяется протяженность участка нефтепровода между отсекающими задвижками или перевальными точками до и после места производства работ, исключая участки обратных склонов, откуда приток нефти к месту откачки исключен;
- определяется сечение нефтепровода;
- рассчитывается объем откачиваемой нефти.

Освобождение отключенного участка нефтепровода от нефти производится после остановки перекачки нефти и перекрытия линейных задвижек.

Для откачки и закачки нефти используются насосные агрегаты, имеющие разрешение Госгортехнадзора России на применение.

Насосные установки должны быть укомплектованы обратными клапанами и отсекающими задвижками.

Для освобождения ремонтируемого участка нефтепровода от нефти

					<i>Ремонт дефектов</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

использую следующую технологическую схему такую, как откачка нефти из ремонтируемого участка в параллельный нефтепровод.

В опорожняемый нефтепровод организуется выпуск воздуха путем открытия имеющихся или врезки новых вантузов на участках с наиболее высокими геодезическими отметками.

Не допускается создание вакуума в трубопроводе при его опорожнении.

На весь период производства работ по врезке вантузы для впуска-выпуска воздуха должны быть открыты, на каждом установлен пост для контроля уровня нефти.

2.3.6 Откачка нефти из отключенного участка в параллельный нефтепровод

Откачка нефти в параллельный нефтепровод осуществляется при аварийных или плановых работах, на остановленных или находящихся в работе нефтепроводах с избыточным давлением не более 4 МПа.

Количество необходимых для откачки насосных агрегатов определяется в зависимости от объема откачиваемой нефти. Для всасывающей линии каждого агрегата должен быть установлен отдельный вантуз диаметром D_v 150.

Вантуз D_v 200 может устанавливаться с применением гребенки на два агрегата. Вантузы для всасывающей линии насосной установки врезаются на заменяемый участок нефтепровода. К одному вантузу, предназначенному для закачки нефти, D_v 150 может быть подключено не более 3-х насосных агрегатов. Расстояние между насосными агрегатами должно быть не менее 8 м.

Откачивающий агрегат должен располагаться на расстоянии не менее 50 м от вантузов откачки и закачки нефти. Расстояние между насосными агрегатами должно быть не менее 8 м. При расстановке оборудования

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

должна обеспечиваться возможность маневрирования и беспрепятственного движения техники в экстренных случаях:

- основные и подпорные насосы, электростанции заземляются штатными заземлителями и заземляющими проводниками;
- устанавливаются манометры на узлах ближайших линейных задвижек и насосных агрегатах для контроля давления в опорожняемом нефтепроводе и на участке закачки нефти (действующем нефтепроводе);
- проверяется полнота закрытия вантузов на опорожняемом и заполняемом нефтепроводах, демонтируются заглушки. На вантуз, через который производится закачка нефти, устанавливается обратный клапан;
- выполняется обвязка подпорного агрегата, обеспечивающая исключение его из работы задвижками при избыточном давлении в опорожняемом нефтепроводе более допустимого давления на входе подпорного насоса;
- при обнаружении не герметичности элементов обвязки насосного агрегата необходимо устранить течь в соединительных узлах, произвести переопрессовку обвязки агрегатов, вышедшая нефть должна быть немедленно убрана. Для предупреждения загрязнения места проведения работ, необходимо использовать специальные емкости для сбора нефти;
- удаляются технические средства, оборудование, материалы, не используемые для операций по откачке и закачке нефти, на 100 м от места производства работ;
- выставляется противопожарный пост (не менее одного пожарного автомобиля);
- проверяется готовность вспомогательных трубопроводов для откачки к приему нефти в параллельный нефтепровод и оформляется разрешение диспетчера на закачку.

При давлении в опорожняемом нефтепроводе, превышающем допустимое давление на входе подпорного насоса, откачка производится

основными агрегатами. Подпорные агрегаты должны быть отключены отсекающими задвижками.

При закачке нефти задвижки приемного нефтепровода по трассе должны быть открыты, поток закачиваемой нефти должен иметь выход в резервуарный парк.

При снижении давления в опорожняемом нефтепроводе до допустимого давления на входе подпорного насоса, останавливается перекачка нефти, закрываются приемная и выкидная задвижки и производится переключение откачки нефти с подключением подпорных насосов.

Подпорные насосы должны быть обязаны непосредственно на “всасывающий” вантуз или через устройства для до откачки нефти. Устройства должны иметь разрешение Госгортехнадзора России на применение и должны быть изготовлены на специализированном предприятии, имеющем разрешение. Устройства для до откачки нефти устанавливаются на вантузы в соответствии с инструкцией изготовителя, с обязательным креплением и фиксацией подвижной заборной трубы к вантузу.

При откачке нефти насосными агрегатами типа ПНУ, ПНА к приемному патрубку одного основного агрегата могут подключаться два подпорных насоса и соединяться с общим коллектором D_y 250 при помощи металлорукавов D_y 150, коллектор соединяется с ПМТ D_y 150 и далее по схеме при помощи металлорукавов с приемным патрубком основного насоса.

После включения в схему откачки подпорных агрегатов и проверки соединений на герметичность, возобновляется перекачка нефти в параллельный нефтепровод.

Во время откачки-закачки нефти производится:

- контроль показаний манометров, установленных на выходе насосных агрегатов и в местах откачки-закачки нефти;

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

- соблюдения заданного режима работы нефтепровода и откачивающих агрегатов;
- обеспечение работы насосных агрегатов и предотвращение образования вакуума открытием вантузов для подачи воздуха в опорожняемый участок нефтепровода.
- учет количества откачиваемой нефти ведется по расходомерам, установленным на ПНУ или, при отсутствии расходомеров, расчетным методом по давлению в опорожняемом от нефти трубопроводе, контроль осуществляется через диспетчерскую службу по количеству нефти, поступившей в приемные резервуары НПС. Учет количества откачиваемой нефти, технологические параметры работы насосов необходимо регистрировать в журналах.
- для предупреждения работы насосных агрегатов в кавитационном режиме по мере снижения давления и уровня нефти в нефтепроводе насосные агрегаты следует последовательно выводить из работы; остановку агрегатов необходимо проводить в порядке, установленном инструкцией по эксплуатации насосных агрегатов;
- постоянный контроль за показаниями контрольно-измерительных приборов насосного агрегата, соблюдением правил эксплуатации насосных агрегатов, не допуская отклонения параметров работы от установленных заводом-изготовителем;
- не допускать присутствия на месте производства работ лиц, не участвующих в операциях по откачке-закачке нефти;
- не допускать загрязнения рабочей зоны нефтью. При появлении течи в соединениях и узлах обвязки насосных агрегатов, откачка и закачка нефти останавливается, выявленные не плотности устраняются, убирается разлитая нефть и загрязненный грунт, после чего откачка нефти возобновляется.

После завершения откачки (закачки) нефти и остановки насосных агрегатов необходимо:

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

- закрыть задвижки на вантузах для откачки и закачки нефти;
- опорожнить от нефти трубопроводы обвязки насосных агрегатов;
- демонтировать обратные клапаны (на вантузе закачки) и коллекторы на выкидной и приемной линиях насосных агрегатов, разобрать всасывающие и напорные трубопроводы, оставшуюся в насосах и трубопроводах нефть слить в специально для этого предназначенную емкость;
- отсоединить токоподводящие кабели и намотать их на катушку;
- уложить разобранный трубопровод в пакеты, закрыть патрубки насосов заглушками, погрузить на платформу автомобиля подпорные насосы и закрепить их, погрузить на платформу всасывающие и напорные рукава и ПМТ–150;
- произвести очистку насосной установки, очистить место производства работ от остатков нефти и загрязненного грунта.

Все работы по уборке остатков нефти и загрязненного грунта должны быть выполнены в полном объеме до начала огневых работ (подгонка, сварка и др.) и должны производиться как в период производства работ по откачке нефти, так и после ее завершения.

Вантузы для подачи воздуха в нефтепровод остаются открытыми до окончания сварочных работ для предотвращения создания избыточного давления воздуха в трубопроводе. При открытых вантузах выставляется наблюдательный пост не менее чем из 2-х человек для наблюдения за уровнем нефти и для предотвращения доступа посторонних лиц.

После закрытия вантузной задвижки на нее устанавливается эллиптическая заглушка, после вывода нефтепровода на заданный режим работы должен быть выполнен контроль герметичности вантуза, затем штурвал должен быть снят, колодец закрыт на замок.

2.3.7 Вырезка «катушки»

Перед началом работ по вырезке должен быть оформлен наряд-допуск, должны быть отключены станции катодной и дренажной защиты магистрального нефтепровода, на расстоянии не менее 10 км в обе стороны от места производства работ. На месте производства работ должна находиться пожарная автомашина и первичные средства пожаротушения в следующих количествах: огнетушители типа ОП–10 или ОУ–10 – 10 шт. или один огнетушитель ОП–100, кошма, шириной не менее 350 мм и длиной не менее длины окружности ремонтируемого нефтепровода, в количестве планируемых резов трубопровода и кошма, размерами 2×2м, в количестве 2 шт.

Длина вырезаемого участка трубопровода должна быть больше дефектного участка не менее чем на 100 мм с каждой стороны.

Перед вырезкой «катушки» на нефтепроводе должна быть установлена шунтирующая перемычка из медного многожильного кабеля, с сечением не менее 16 мм², или из стального прутка (полосы), сечением не менее 25 мм². Вырезаемая «катушка» также шунтируется с трубопроводом. Концы шунтирующих перемычек и заземляющих проводников должны быть оконцованы медными кабельными наконечниками. Крепление перемычек к трубопроводу (хомутам) и заземляющих проводников к трубопроводу (хомутам) и заземлителю должно выполняться болтовым соединением.

Подключение шунтирующих элементов (кабеля) к трубопроводу выполняется:

- гибкими стальными лентами;
- стальными болтами с резьбой М12 - М16, ввинчиваемыми в просверленные в стенке трубы ручной или пневматической дрелью глухие отверстия, с оставленной толщиной стенкой трубы не менее 3 мм.

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

2.3.7.1 Вырезка дефектного участка с применением труборезных машин

Вырезка дефектного участка производится труборезными машинами с приводами во взрывобезопасном исполнении с частотой вращения режущего инструмента не более 60 об/мин, и подачей не более 30 мм/мин. Инструкции по эксплуатации труборезов разрабатываются на основании инструкций и паспортов предприятий-изготовителей, включают в себя требования по монтажу на трубопроводе и подготовке к работе, выполнению резки, демонтажу и хранению и утверждаются главным инженером АО.

В АО для вырезки применяются машинки следующего типа:

- машина для безогневой резки труб МРТ «Волжанка» (рис. 2);
- машина для безогневой резки труб МРТ «Волжанка-2» (рис. 3);
- труборезы «Fein» (рис.4);

Технические характеристики перечисленных отрезных машинок, представлены ниже в таблице 3.



Рисунок 2 – Машина для безогневой резки труб МРТ "Волжанка"



Рисунок 3 – Машина для безогневой резки труб МРТ "Волжанка-2"



Рисунок 4 – Труборезы "Fein"

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование основных параметров	МРТ «Волжанка» 219–820	МРТ «Волжанка-2» 325–1420	Труборезы «Fein» 250–3000
Частота вращения режущего инструмента, об/мин.	53,6	52,78	56,7
Подача режущего инструмента, мм/мин	37,6	30	35
Глубина резки тах за один проход, мм.			
фасонной фрезой 135x25	12	16	20
отрезной фрезой 140x25	16	20	25
Мощность, кВт	1,5	2,2	2
Число оборотов, об/мин.	1500	3000	3000
Время реза трубы, мин.			
при диаметре 219	20	–	–
при диаметре 325	28	34	30
при диаметре 820	69	86	80
при диаметре 1220	–	128	120
при диаметре 1420	–	149	140
Масса, кг, не более	95	110	89

Вырезка дефектного участка осуществляется одновременно двумя труборезными машинами. Труборезные машины устанавливаются на трубе согласно инструкций по эксплуатации и в соответствии со схемами вырезки «катушек», задвижек и соединительных деталей (рис. 5–7).

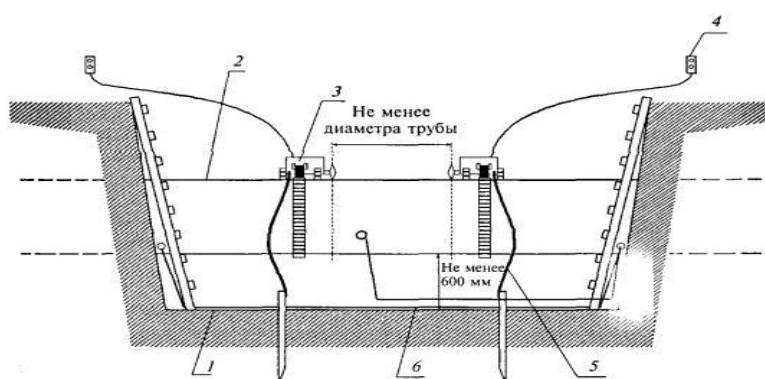


Рисунок 5 – Схема безогневой вырезки участка нефтепровода труборезами:

1 – рабочий котлован; 2 – трубопровод; 3 – труборезы; 4 – пульт управления труборезом; 5 – провода заземления машинок труборезов со штырями; 6 – шунтирующая перемычка

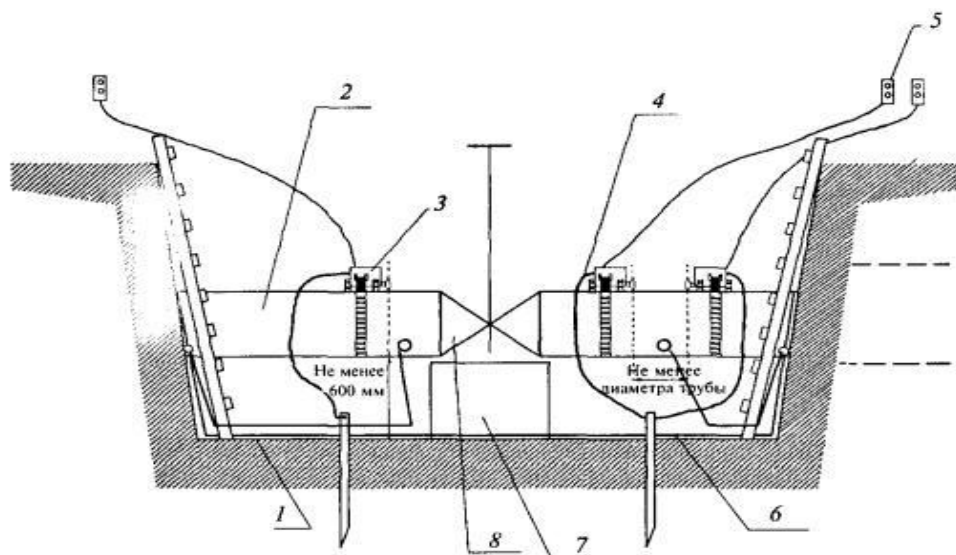


Рисунок 6 – Схема безогневой вырезки задвижки нефтепровода труборезами:

1 – рабочий котлован; 2 – трубопровод; 3 – труборез; 4 – провода заземления труборезов со штырями; 5 – пульт управления трубореза; 6 – шунтирующая перемычка; 7 – фундамент задвижки; 8 – задвижка

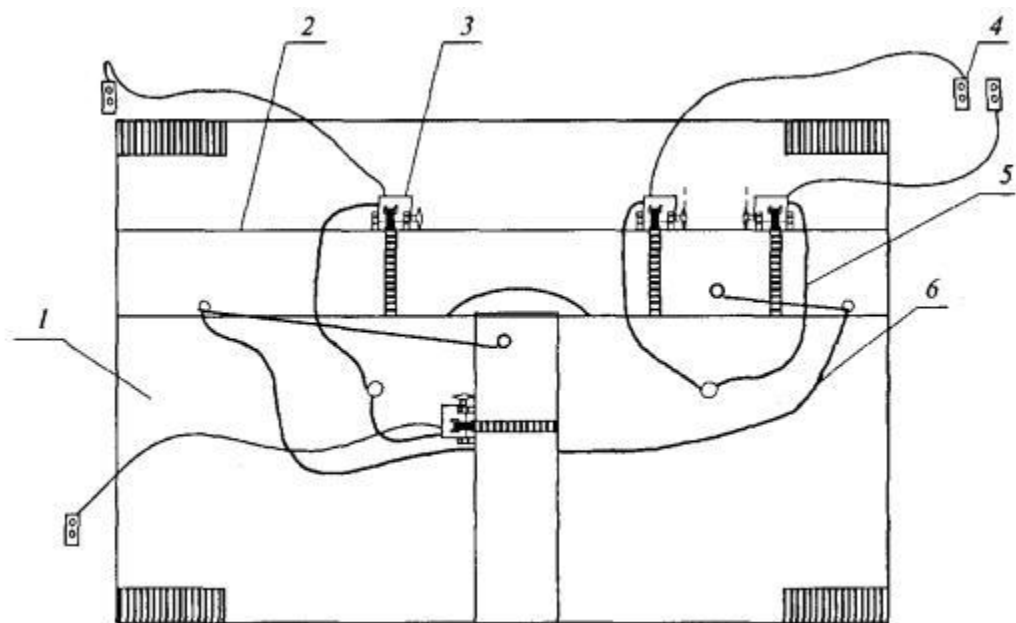


Рисунок 7 – Схема безогневой вырезки тройника труборезами:

1 – рабочий котлован; 2 – трубопровод; 3 – труборез; 4 – пульт управления труборезом; 5 – провода заземления труборезов; 6 – шунтирующая перемычка

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

При вырезке тройника одновременно устанавливаются и работают три труборезных машины.

Работы при резке труб следует проводить с соблюдением следующих требований и в последовательности:

- проверить и убедиться в полной исправности и комплектности применяемого оборудования до начала работ;
- разметить место реза и установить труборез на трубопровод, при монтаже удерживать его грузоподъемным механизмом до тех пор, пока не будут натянуты цепи;
- установить электрощит управления на расстоянии не менее 30 м от места проведения работ;
- выполнить расключение силовых кабелей, заземлить труборез и пульт управления;
- проверить силовые кабели на отсутствие внешних повреждений;
- подготовить емкость с охлаждающей жидкостью вместимостью 50 л для обеспечения постоянного охлаждения фрезы во время резки;
- застопорить вырезаемую «катушку» (арматуру) грузоподъемным механизмом;
- произвести вырезку «катушки» в соответствии с инструкцией по эксплуатации трубореза, при движении трубореза по трубопроводу не допускать попадания силового и заземляющего кабелей, шунтирующих перемычек в зону работы фрезы, не допускать натяжки кабеля;
- для избежания защемления режущего диска фрезы при резке труб, вследствие освобождающихся напряжений, необходимо вбивать клинья в надрез через каждые 250...300 мм на расстоянии 50...60 мм от режущего инструмента. Клинья должны быть изготовлены из искробезопасного материала.

Грузоподъемные работы по монтажу и демонтажу труборезных машин, поддержке и удалению вырезаемых деталей выполнять с помощью грузоподъемных механизмов в соответствии с Правилами устройства и

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

Работа по вырезке «катушек» безогневым методом отрезными машинками запрещается:

- при отсутствии предохранительного кожуха на фрезе;
- без равномерного постоянного охлаждения фрезы;
- без заземления пульта управления, трубореза, передвижной электростанции;
- при наличии людей в рабочем котловане, не занятых в работе по вырезке «катушки»;
- при расстоянии между стенкой котлована и труборезом менее 0,5 м;
- при скорости вращения фрезы более 60 об/мин.

После окончания работ по вырезке дефектного участка трубы, задвижки или соединительного элемента труборезные машинки демонтируются, ремонтный котлован освобождается от вырезанных «катушек», деталей и зачищается от замазученности [16].

2.3.8 Герметизация трубопровода

После освобождения трубопровода от перекачиваемого нефтепродукта, вырезки дефектной арматуры или катушки до выполнения огневых и сварочно-монтажных работ внутренняя полость трубопровода должна быть перекрыта (рис. 8).

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

Герметизатор ГРК представляет собой замкнутую резинокордовую оболочку с металлическим вентилем в одном из днищ для подачи в оболочку сжатого воздуха (инертного газа) и предназначен для временного перекрытия внутренней полости трубопровода, с целью предотвращения выхода взрывоопасных и горючих паров при ремонтно-восстановительных работах на линейной части магистральных трубопроводов (рис. 10).

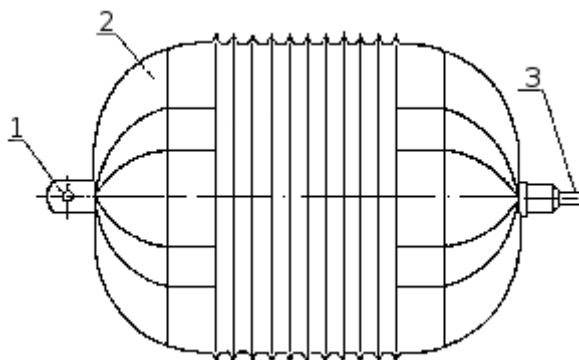


Рисунок 10 – ГРК:

1 — ушки; 2 — оболочка; 3 — ниппель

При ремонте с заменой участков технологических трубопроводов НС и КС, а также камер приема-пуска средств очистки и диагностики (СОД), тройниковых узлов, резервных ниток подводных переходов без камер приема-пуска для герметизации внутренней полости трубопровода может применяться глина.

Выполнение работ по герметизации трубопроводов должно осуществляться по наряду-допуску и проекту производства работ (ППР).

В ППР и наряде-допуске должен быть указан способ перекрытия, вид герметизаторов, применяемых для герметизации каждого участка трубопровода.

Герметизаторы удаляются с места проведения ремонтных работ после их окончания потоком перекачиваемого нефтепродукта до камер приема-пуска СОД, которые используются для приема герметизаторов.

С целью гарантированного определения местоположения герметизаторов "Кайман" при движении их по трубопроводу,

после завершения ремонтных работ и заполнения трубопровода, каждый герметизатор должен быть оснащен трансмиттером.

Герметизаторы ГРК должны быть оборудованы устройством для контроля и регулирования давления (УКРДВ). После окончания сварочных работ и при наличии положительных результатов дефектоскопического контроля сварных стыков воздух из ГРК должен быть спущен, давление снижено и УКРДВ должно быть демонтировано. Отверстие в трубопроводе для установки устройства должно быть заглушено металлической пробкой и обварено.

Герметизаторы должны проверяться на комплектность, наличие маркировки и исправность и пройти визуальный контроль. Перед установкой на стенде или после установки в трубопровод герметизаторы должны быть испытаны на прочность и плотность.

Количество одновременно принимаемых герметизаторов должно определяться конструктивными размерами и вместимостью камеры приема СОД.

При врезке деталей на месте выполнения работ должно быть не менее 2-х резервных герметизаторов на каждый диаметр ремонтируемого трубопровода.

При концентрации паров газов ниже 0,01 % объемных единиц (300 мг/м³) рабочее место считается подготовленным к выполнению огневых работ и подгонке катушки.

Контроль за состоянием газовой среды должен производиться через отверстия диаметром 8...12 мм, просверленные в верхней образующей трубы на расстоянии 80...150 мм от герметизатора в сторону катушки у каждого стыка на расстоянии не менее 100 мм от продольных и поперечных сварных швов.

По завершению ремонтных работ при заполнении трубопровода

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

нефтью следует организовать контроль за движением герметизирующих устройств по трубопроводу до момента их поступления в камеру приема СОД.

Для контроля прохождения герметизаторов по нефтепроводу должны быть определены контрольные пункты, по которым определяется время прохождения и их фактическая скорость движения.

2.3.9 Зачистка котлована

Зачистку производят механизированным способом с применением откачивающих средств, экскаваторов и вывозкой замазученного грунта.

При невозможности использования механизированного способа зачистка котлована производится вручную.

При зачистке котлована необходимо откачать остатки нефти, со стенок и дна котлована срезать и удалить слой пропитанного нефтью грунта, затем дно котлована засыпать слоем свежего грунта, выровнять его [16].

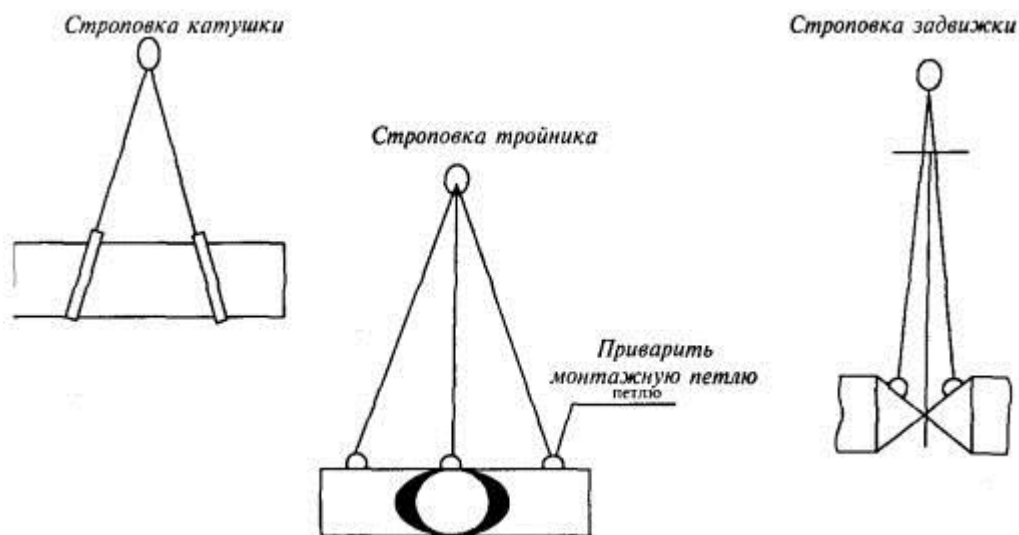


Рисунок 11 – Схема строповки демонтируемых элементов трубопровода

2.3.10 Врезка катушки

Подготовка к сварке и сварка соединительных деталей должны выполняться согласно технологических карт, входящих в состав ППР и разработанных в соответствии с требованиями Инструкции по технологии

					Ремонт дефектов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

сварки при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов РД 153-006-02, СНиП III-42-80*.

Перед началом сварочных работ производится сушка или подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков.

Сушка торцов труб производится нагревом до температуры 20...50 °С при температуре воздуха ниже плюс 5 °С, и при наличии следов влаги на кромках.

Температура предварительного подогрева концов труб, перед выполнением прихваток и сваркой корневого слоя, устанавливается в зависимости от эквивалента углерода стали C_3 , толщины стенки трубы, температуры окружающего воздуха и вида электрода в соответствии с табл. 4.

Таблица 4 – Температура предварительного подогрева при сварке корневого слоя шва электродами с основным видом покрытия

Эквивалент углерода, С, %	Температура предварительного подогрева (°С) при толщине стенки трубы, мм							
	До 8,0	8,1-10	10,1-12	12,1-14	14,1-16	16,1-18	18,1-20	Свыше 20
0,37-0,41	*	*	*	*	-35	-20	-5	1
0,42-0,46	*	*	*	-15	+5	1	1	1

Примечание: В таблице приняты обозначения:

* – подогрев не требуется;

-15 – подогрев до 100 °С при температуре окружающего воздуха ниже указанной;

1 – подогрев до 100 °С независимо от температуры воздуха.

Температура предварительного подогрева перед сваркой труб из сталей с разной величиной содержания углерода выбирается по большему значению величины эквивалента углерода. Подогрев осуществляется кольцевыми подогревателями, горелками или путем индукционного нагрева.

Контроль температуры подогрева проводится контактными

термометрами или термокарандашами, не менее чем в трех точках на расстоянии 10...15 мм от торца трубы, на зачищенных от изоляции местах.

Электроды перед выдачей в производство должны подвергаться прокаливанию в течение часа при температуре 300...350 °С. Количество циклов прокаливания электродов должно быть не более 5 раз (при общем времени прокаливания не более 10 ч).

Прихватки должны располагаться равномерно по периметру. Количество прихваток и их длина зависят от диаметра трубы и должны соответствовать данным.

Технологические прихватки следует выполнять не ближе 100 мм от продольных швов трубы (детали).

Режимы сварки при выполнении прихваток должны соответствовать режимам сварки корневого слоя шва.

После выполнения прихваток, они должны быть зачищены.

Ручную дуговую сварку следует выполнять электродами с основным покрытием. Направление сварки снизу вверх.

Сварочные работы должны выполняться в соответствии с технологическими картами по видам работ.

Сварку корневого и последующих слоев сварного шва для труб диаметром 720...1220 мм выполняют не менее чем два сварщика.

Сварочные электроды, применяемые для сварки и ремонта объектов МН.

2.3.11. Дефектоскопия

Дефекты сварных стыков, выявленные методами неразрушающего контроля и не удовлетворяющие требованиям на ремонтируемых трубопроводах, не заполненных нефтью, должны быть удалены в следующем порядке:

- не подлежащие ремонту сварные стыки вырезаются с применением труборезных машин или с применением энергии взрыва;

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

- несплавлений;
- подрезов.

Ремонт трещин не допускается.

Суммарная длина участков шва с недопустимыми дефектами не должна превышать 1/6 периметра стыка. Максимальная длина единовременно ремонтируемого участка:

- 300 мм – для стыков диаметром 720...1220 мм;
- 270 мм – для стыков диаметром 530 мм;
- 200 мм – для стыков диаметром 426 мм;
- 10 % периметра сварного шва для соединений диаметром 219...377 мм.

Подготовку к ремонту осуществляют следующим образом:

- по результатам неразрушающего контроля отмечают на стыке место расположения дефекта;
- размечают дефектный участок под вышлифовку. Длина участка вышлифовки должна превышать фактическую длину наружного или внутреннего дефекта не менее, чем на 30 мм в каждую сторону. Минимальная длина участка вышлифовки – 100 мм. Глубина вышлифованного участка должна быть равна глубине залегания дефекта плюс 1...2 мм. Во всех случаях выборка дефектных участков должна осуществляться механическим способом с помощью абразивных кругов. Форма выборки в поперечном сечении не должна иметь переломов в очертании. Запрещается выплавлять дефекты сваркой. Руководитель ремонтных работ должен убедиться, что в процессе вышлифовки дефекты вскрыты и удалены.

Перед началом сварки ремонтируемого участка следует выполнить обязательный предварительный подогрев до температуры 100 + 30 °С независимо от температуры окружающего воздуха и толщины стенки трубы.

При ремонте подрезов или недостаточного перекрытия в облицовочном слое и подрезов в подварочном слое шва выполняется вышлифовка части его

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

сечения заподлицо с трубой.

Ремонтные работы на стыке от начала до конца должны осуществляться без перерывов, одним сварщиком. Ремонт дефектного участка разными сварщиками запрещается.

Все исправленные участки сварных стыков должны быть вновь подвергнуты осмотру и неразрушающему контролю, регламентированному для данного вида работ. Повторный ремонт стыков и установка муфт не допускается.

При положительном заключении о проведенном ремонте сварного стыка отверстия для отбора проб завариваются.

По результатам контроля выдается заключение о качестве сварных соединений, которое оформляется по установленной форме в соответствии с РД 39-00147105-015-98.

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

В заключении по результатам неразрушающего контроля прилагается схема сварного соединения, с указанием мест расположения обнаруженных дефектов. При контроле на ремонтируемом участке двух или более сварных соединений, к заключению прилагается схема расположения сварных соединений с указанием номеров сварных швов.

Заключения о качестве сварных швов входят в состав исполнительной документации на ремонт участка МН.

По факту допущенного брака сварного шва, приведшего к его вырезке или вышлифовке дефекта составляется акт с указанием причин. Акт утверждается главным инженером РНУ (УМН) и в течении трех суток после завершения работ представляется в АО МН. АО МН, РНУ проводит анализ причин допущенного брака, делает соответствующую запись в базе данных сварщика, разрабатывает мероприятия по недопущению повторных нарушений. По итогам анализа издается приказ по АО МН [16].

2.3.12.Изоляция участка

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

Изоляция врезанной «катушки» (захлеста) и мест, очищенных от изоляции, должна осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164 и «Правил капитального ремонта МН».

Изоляцию поверхности трубопроводов следует осуществлять в соответствии с Перечнем разрешенных к применению в системе «АК«Транснефть» защитных изоляционных покрытий, наносимых в трассовых условиях (комбинированные полимерно-битумные конструкции, рулонные битумные материалы, термоусаживающиеся ленты).

Комбинированное покрытие на основе битумно-полимерной мастики, полимерных, в том числе термоусаживающих лент должно наноситься в соответствии с требованиями Временной инструкции по нанесению

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

комбинированных покрытий на основе битумно-полимерных мастик в зимнее время РД 4859-002-01297858-01.

Комбинированное изоляционное покрытие для ремонта магистральных нефтепроводов диаметром до 820 мм включительно состоит из битумно-полимерной грунтовки (праймера), битумно-полимерной мастики, поливинилхлоридной ленты и полиэтиленовой защитной обертки.

Структура покрытия для нефтепроводов диаметром до 820 мм включительно и толщина слоев представлены в табл. 5

Таблица 5 – Структура покрытия для нефтепроводов диаметром до 820 мм

Номер слоя	Конструкция покрытия	Толщина, мм, не менее
1	Грунтовка битумно-полимерная	Не нормируется
2	Битумно-полимерная мастика	3,0
3	Поливинилхлоридная лента	0,4
4	Полиэтиленовая защитная обертка	0,6
	Общая толщина покрытия	4,0

Комбинированное изоляционное покрытие для ремонта магистральных нефтепроводов диаметром до 1220 мм включительно состоит из битумно-полимерной грунтовки (праймера), битумно-полимерной мастики («Транскор», «Битэп», «Биом-2») и двух слоев термоусаживающейся ленты (типа ДРЛ-Л или «Политерм»).

Структура покрытия и толщина слоев представлены в табл. 6.

Таблица 6 – Структура покрытия нефтепроводов диаметром до 1220

мм

Номер слоя	Конструкция покрытия	Толщина, мм, не менее
1	Грунтовка битумно-полимерная	0,1
2	Битумно-полимерная мастика	3,0
3	Термоусаживающаяся лента (типа ДРЛ-Л или «Политерм» в два слоя толщиной по 0,7 мм)	1,4
	Общая толщина покрытия	4,5

Основные характеристики комбинированного защитного покрытия для нефтепроводов должны соответствовать ТУ 5775-001-01297858-00.

Для ремонта действующих магистральных нефтепроводов комбинированными изоляционными покрытиями на основе битумно-полимерных («Транскор», «Битэп», «Биом-2») и «Изобит» следует применять материалы.

Изоляция «катушки» при ремонтно-восстановительных работах должна осуществляться в следующей последовательности:

- окончательная очистка изолируемой поверхности;
- сушка врезанной «катушки»;
- нанесение грунтовки на подготовленную поверхность, соответствующей по составу наносимому изоляционному покрытию;
- нанесение изоляционного покрытия механизированным или ручным способом, обеспечивающим проектную толщину изоляционного слоя и его сплошность;
- контроль качества нанесенного изоляционного покрытия.

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

Изолируемая поверхность должна быть очищена от остатков грунта, старого изоляционного покрытия и продуктов коррозии, задигов, брызг металла и шлака.

Степень очистки поверхности нефтепровода должна соответствовать степени 4 (ГОСТ 9.402). Степень очистки поверхности нефтепровода определяется передвижениями (по поверхности нефтепровода) пластины из прозрачного материала размером 25×25 мм, с нанесенной квадратной сеткой $2,5 \times 2,5$ мм.

Контроль степени очистки трубопровода должен проводиться непрерывно визуально.

Изолируемая поверхность «катушки» и прилегающих участков трубопровода с покрытием, при нанесении изоляции должна быть сухой, наличие влаги в виде пленки, капель, наледи и инея не допускается.

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

Просушку и подогрев «катушки» следует проводить горячим воздухом (техническим феном) до $70...80$ °С.

Температура трубы перед нанесением грунтовки должна быть не менее 0 °С.

Грунтовка должна наноситься на сухую, очищенную поверхность со степенью очистки 4 по ГОСТ 9.402 трубы ровным сплошным слоем без подтеков, сгустков и пузырей. Наличие влаги на поверхности трубы в виде пленки, капель, наледи или изморози, а также копоти и масла не допустимо.

Температура грунтовки при нанесении должна быть в пределах от плюс 10 до плюс 30 °С.

При небольших объемах работ и невозможности нанесения грунтовки машинным способом допускается нанесение грунтовки вручную валиком или кистью; расход не должен превышать $0,12$ л/м².

Для равномерного нанесения грунтовки по всему периметру трубы следует использовать растирающие полотенца, изготовленные из

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

износоустойчивого материала.

Битумно-полимерную мастику следует наносить по огрунтованной поверхности нефтепровода по всему периметру трубы ровным сплошным слоем заданной толщины без пузырей, пропусков, борозд или посторонних включений.

Нанесение рулонных материалов (ПВХ ленты, защитной обертки или термоусаживающейся ленты) на трубопровод должно производиться по слою свеженанесенной мастики без перекосов, обвисаний и воздушных пузырей с нахлестом 30...35 мм. Конец полотнища ленты должен быть закреплен липкой лентой или слоем мастики, температура которой должна быть не менее 160 °С.

Для обеспечения плотного прилегания термоусаживающейся ленты и оберток и создания герметичности в нахлесте необходимо постоянное натяжение материала с усилием, в зависимости от температуры воздуха, от 10...15 Н/см. В зимний период, при температуре окружающего воздуха в интервале от минус 10 °С до минус 20 °С, следует увеличить натяжение полотна ленты до 18...20 Н/см ширины. Усилие натяжения следует постоянно измерять динамометром.

Для изоляции труб диаметром 159...1220 мм с нанесением изоляционного (защитного) покрытия при ремонте коротких участков труб используются ручные приспособления.

Задвижки и соединительные детали должны изолироваться битумно-полимерными мастиками, в соответствии с ГОСТ Р51164, конструкция № 12.

Битумно-полимерные мастики в трассовых условиях расплавляют в котлах при температуре не выше плюс 200°С, постоянно помешивая.

Температура разогрева битумно-полимерных мастик должна соответствовать требованиям технических условий на изготовление или инструкции на применение.

Битумно-полимерную мастику следует наносить по огрунтованной поверхности нефтепровода по всему периметру ровным сплошным слоем

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

заданной толщины без пузырей, пропусков, борозд или посторонних включений.

Обертывание рулонными материалами проводится непосредственно после нанесения грунтовки.

Нанесение изоляции в местах примыкания к существующему изоляционному покрытию выполняется следующим образом:

- очистка изоляционного покрытия от посторонних примесей: земли, пыли, снега, льда и рваных частей покрытия;
- подогрев битумно-полимерной мастики до температуры 70...80 °С горячим воздухом (техническим феном), нагретым «паяльником» (изготовленным в виде гладкой, массивной медной или латунной пластины с ручкой) или другими способами, исключая подогрев открытым пламенем;
- нанесение липкой обертки, ленты ДРЛ-Л из двух слоев с нахлестом 15 см или предварительно разогретой до 70...80 °С полимерно-битумной ленты и защитной обертки с нахлестом 10 см по всему периметру.

Изоляционные работы по нанесению битумно-полимерных покрытий допускается проводить при температуре воздуха не ниже минус 20 °С.

Толщину защитных покрытий необходимо контролировать при помощи магнитных толщиномеров МТ-10НЦ, МТ-50НЦ, вихретоковых толщиномеров ИТД-10П, ИТД-11П.

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

Сплошность покрытия следует контролировать визуально в процессе и после окончания работ искровым дефектоскопом типа КРОНА. Контролю на сплошность подлежит вся заизолированная поверхность.

Материалы, применяемые для противокоррозионной защиты

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

трубопроводов, должны иметь сертификаты, соответствовать стандартам и техническим условиям.

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

Объем входного и производственного контроля и требования к приемосдаточным процедурам регламентируются ВСН 008-88 и ВСН 012-88, РД 4859-002-01-292858-01.

При изоляции врезанной «катушки», захлеста должен вестись Журнал изоляционно-укладочных работ и ремонта изоляции нефтепровода по форме 16, указанной в Правилах капитального ремонта МН [16].

Сертификаты на материалы, результаты контроля состояния изоляционного покрытия трубопроводов должны быть представлены в исполнительно-технической документации в соответствии с требованиями Правил капитального ремонта МН и ГОСТ Р 51164.

2.3.13. Засыпка котлована

После завершения ремонтных работ, откачки и уборки нефти, восстановления устройств электрохимзащиты производится засыпка ремонтного котлована, приямков минеральным грунтом. Засыпка выполняется бульдозерами, допускается использование экскаваторов и других технических средств.

Запрещается использование плодородного слоя почвы для устройства обвалований амбара и засыпки амбара и котлована после окончания работ.

Перед засыпкой траншей, ремонтного котлована в скальных, щебенистых, а также сухих комковатых и мерзлых грунтах, необходимо выполнять подсыпку под и над трубопроводом мягким грунтом, толщиной не менее 20 см, произвести подбивку и трамбовку грунта.

Окончательная засыпка трубопровода, амбара для сбора нефти

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

проводится минеральным грунтом из отвалов, находящихся с одной или с обеих сторон котлована, амбара. Засыпка нефтепровода должна выполняться с образованием валика высотой до 20 см. По ширине валик должен перекрывать земляное сооружение (траншею, амбар) не менее чем на 0,5 м в каждую сторону.

Траншеи в местах пересечений с подземными коммуникациями должны засыпаться слоями не более 0,1 м с тщательным ручным трамбованием.

Засыпку земляных сооружений следует производить рыхлым грунтом с послойным уплотнением.

Процесс восстановления земель, нарушенных и загрязненных при ремонтных работах, включает:

- удаление загрязненного нефтью слоя грунта;
- засыпку котлована минеральным грунтом;
- рекультивацию земель (технический и биологический этапы).

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

После засыпки котлована и рекультивации земли, отведенная площадь по акту сдается землевладельцу или землепользователю в сроки, но не позднее срока, указанного в документах по отводу земли

Работы по рекультивации земель, поврежденных и загрязненных в результате аварий и ремонтных работ, и передача рекультивированных участков землепользователям должны проводиться согласно требованиям РД 39-00147105-006-97 и Технологического Регламента по рекультивации нефтезагрязненных земель и утилизации нефтешламов в дочерних акционерных обществах.

При проведении земляных работ запрещается:

- проводить работы без оформления разрешительных документов в соответствии с требованиями нормативных документов;

					<i>Ремонт дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

- начинать работы без наличия устойчивой двухсторонней связи с диспетчером РНУ (УМН);
- проводить земляные работы в отсутствие ответственного за производство работ;
- находиться людям ближе 5 м от зоны максимального движения ковша работающего экскаватора;
- проводить работы при отсутствии ограждений и знаков безопасности, в ночное время - световых сигналов в местах перехода людей и проезда транспортных средств;
- проезд техники по бровке котлована, траншеи;
- выдвигать нож отвала бульдозера за бровку откоса;
- приближаться гусеницами бульдозера к бровке свежей насыпи ближе 1 м;
- использовать ударный инструмент (кирки, ломы, пневмоинструмент) при обнаружении в местах разработки котлована, траншеи электрокабелей, газопроводов, магистральных трубопроводов;
- удерживать клинья руками при разработке мерзлого грунта кувалдами;
- находиться людям в котловане, траншее при появлении продольных трещин в стенках;
- сооружать из песка обвалование или стенки при подготовке специальных земляных амбаров для задержания или временного хранения нефти.

Глава 3. Расчетная часть

3.1. Гидравлический расчет нефтепровода

Секундный расход нефти:

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

где $N_e = 350$ дней - расчетное время работы магистральных нефтепроводов с учетом остановки на регламентные работы и ремонт.

k_n - коэффициент неравномерности перекачки, для одноконтурных нефтепроводов, по которым нефть от системы нефтепроводов подается нефтеперерабатывающему заводу, принимается равным 1,07.

$$Q_c = \frac{45000000 \cdot 1,07}{350 \cdot 24 \cdot 0,850 \cdot 3600} = 1,87 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 1220 - 2 \cdot 12 = 1996 \text{ мм} = 1,996 \text{ м}. \quad (2)$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле:

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

$$V = \frac{4 \cdot 1,87}{3,14 \cdot 1,996^2} = 1,66 \text{ м/с}.$$

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			<i>Расчетная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурьгин В.А.</i>					66	99
<i>Консульт.</i>						Группа 3-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Проверка режима течения

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu}, \quad (4)$$

$$Re = \frac{1,66 \cdot 1,196 \cdot 10^4}{0,55} = 36097$$

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

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

где ε - относительная шероховатость труб.

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

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

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

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{36097^{0,25}} = 0,023. \quad (6)$$

Гидравлический уклон находим по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,023 \cdot 1,66^2}{1,196 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,003. \quad (7)$$

					<i>Расчетная часть</i>	Лис
Изм.	Лист	№	Подпись			67

Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{mp} = i \cdot L = 0,003 \cdot 363 \cdot 10^3 = 0,465 \text{ м.} \quad (8)$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp} = 0,02 \cdot 465 = 0,0093 \text{ м.} \quad (9)$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z = 0,465 + 0,0093 + 10 = 10,4743 \text{ м.} \quad (10)$$

3.2 Проверка прочности и устойчивости трубопровода

Таблица 7

Исходные данные для расчета на прочность.

Параметры	Данные
D_n – диаметр трубопровода наружный, мм	1220
Марка стали	17ГС
t^0 – температура при сварке замыкающего стыка, °C	–20
t^0 – температура эксплуатации нефтепровода, °C	25
ρ – средняя плотность, т/м ³	0,85
P_1 – рабочее давление насосной станции, кгс/см ²	45
h_0 – глубина заложения нефтепровода, м	0,8
ρ_n – радиус естественного изгиба нефтепровода, м	1000

Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Проверку на прочность трубопровода в продольном направлении следует производить из условия (согласно [30]):

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \alpha_2 R_1 \quad (11)$$

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

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 (согласно [7]);

$k_1 = 1,34$ - коэффициент надежности по материалу (согласно [7]);

$k_H = 1$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода [7];

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

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

α_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:

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						69
Изм.	Лист	№	Подпись			

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

Кольцевые напряжения от внутреннего давления найдем по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 246,68 \text{ МПа}$$

Тогда

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{246,68}{369,4}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{246,68}{369,4} = 0,482$$

Величина продольных сжимающих напряжений равна:

$$\sigma_{\text{прN}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = -37,24 \text{ МПа} \quad (13)$$

$$\sigma_{\text{прN}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = -37,24 \text{ МПа}$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,482 \cdot 369,4 = 178,05 \text{ МПа}$$

Получили $|-37,24| \leq 178,05$ – условие прочности выполняется.

Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

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

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^{\text{н}}; \quad (14)$$

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лист	№	Подпись			70

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H ; \quad (15)$$

где $\sigma_{пр}^H$ - 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 ($\sigma_{пр}^H > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр}^H < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H} ; \quad (16)$$

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:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{4,5 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 224,25 \text{ МПа.} \quad (17)$$

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

					<i>Расчетная часть</i>	Лис
						71
Изм.	Лист	№	Подпись			

нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho}; \quad (18)$$

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

$$\sigma_{np1}^H = 0,3 \cdot 224,25 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1020} = 79,23 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{np2}^H = 0,3 \cdot 224,25 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1020} = -167,16 \text{ МПа}.$$

Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{np2}^H = -167,16 \text{ МПа}$.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{224,25}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{224,25}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} = 0,4645;$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 0,4645 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390 = 181,16 \text{ МПа};$$

$|-167,16| < 181,16$, то есть I условие выполняется.

II условие: $\sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H$ выполняется, так как

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

$$224,25 \leq 390.$$

					<i>Расчетная часть</i>	Лис
Изм.	Лист	№	Подпись			72

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

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

$$S \leq m_0 \cdot N_{кр} ; \quad (19)$$

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

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

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

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F ; \quad (20)$$

F - площадь поперечного сечения трубы, м²:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (1,22^2 - 1,196^2) = 0,04552 \text{ м}^2 \quad (21)$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 246,68 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45] \cdot 0,04552 = 7,3 \text{ МН.}$$

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

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

$$N_{кр} = 4,09 \cdot 11 \sqrt{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}; \quad (22)$$

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

J - крутящий момент, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (1,22^4 - 1,196^4) = 0,0083 \text{ м}^4; \quad (23)$$

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

$$q_{верт} = n_{зп} \cdot \gamma_{зп} \cdot D_n \cdot \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{тр}. \quad (24)$$

Величина P_0 определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_n \cdot (C_{зп} + P_{зп} \cdot \text{tg} \varphi_{зп}); \quad (25)$$

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

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

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

Величина $P_{зп}$ вычисляется по формуле:

$$P_{зп} = \frac{2 \cdot n_{зп} \cdot \gamma_{зп} \cdot D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{зп}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_n}; \quad (26)$$

					<i>Расчетная часть</i>	Лис
						74
Изм.	Лист	№	Подпись			

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;

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

$$q_{тр} = q_m + q_u + q_{пр} \quad (27)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2); \quad (28)$$

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

γ_m - удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали $\gamma_m=78500$ Н/м³.

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

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{ин} \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}); \quad (29)$$

Или

$$q_u = 0,1 \cdot q_m; \quad (30)$$

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

					<i>Расчетная часть</i>	Лис
Изм.	Лист	№	Подпись			75

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{np} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{6н}^2}{4} = 850 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,196^2}{4} = 9363,11 \text{ Н/м.} \quad (31)$$

$$q_{mp} = 3394,5 + 339,45 + 9363,11 = 13097,1 \text{ Н/м.}$$

$$P_{zp} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,22 \cdot \left[\left(0,8 + \frac{1,22}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{1,22}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{16^\circ}{2} \right) \right] + 13097,1}{3,14 \cdot 1,22} = 18426,8 \text{ Па;}$$

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,22 \cdot (20000 + 18426,8 \cdot \operatorname{tg} 16^\circ) = 96857,2 \text{ Па;}$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,22 \cdot \left(0,8 + \frac{1,22}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,22}{8} \right) + 13097,1 = 28365 \text{ Н/м;}$$

$$N_{кр} = 4,09 \cdot 1 \sqrt[5]{96857,2^2 \cdot 28365^4 \cdot 0,04552^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,0083^3} = 29421582 \text{ Н;}$$

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

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

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:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J}; \quad (32)$$

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

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

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

					Расчетная часть	Лис
						76
Изм.	Лист	№	Подпись			

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

Условие устойчивости прямолинейных участков нефтепровода обеспечено.

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

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{1000 \cdot \sqrt[3]{\frac{28365}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0083}}} = 0,039; \quad (33)$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{96857,2 \cdot 0,04552}{28365 \cdot 0,0083}}}{\sqrt[3]{\frac{28365}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0083}}} = 169,7; \quad (34)$$

По номограмме определяем коэффициент - $\beta_N = 1,875$

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

$$N_{кр}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} = 18,75 \cdot \sqrt[3]{28365^2 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0083} = 208,5 \text{ МН}; \quad (35)$$

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

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho = 0,375 \cdot 28365 \cdot 1000 = 10,63 \text{ МН}; \quad (36)$$

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

Условие устойчивости для криволинейных участков выполняется.

					<i>Расчетная часть</i>	Лис
						77
Изм.	Лист	№	Подпись			

Глава 4. Экономическая часть

4.1. Расчет основной заработной платы

На заданное количество основных и вспомогательных рабочих составляется ведомость по ниже представленной форме:

Таблица 8– Основные и вспомогательные рабочие.

Профессия	Разряд	Количество	Затраты времени на проведение мероприятия, ч.
Мастер ЦРС	10	1	2
Мастер ЦРС	10	1	22
Мастер НУ	8	1	120
Слесарь НУ	6	1	120
Стропальщик	6	1	6
Стропальщик	5	1	6
Сварщик	7	1	2
Экскаваторщик	6	1	2

Заработную плату рабочих определяем по формуле 37:

$$Z_p = c \cdot T \cdot C_c \quad (37)$$

где: c – численность рабочих соответствующего разряда, чел.

T – затраты времени рабочего соответствующего разряда на проведение мероприятия, ч.

C_c – часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

					Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузьминых С.В.			Экономическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмурьгин В.А.					78	99
Консульт.						Группа 3-2Т01		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Таблица 9 – Заработная плата основных и вспомогательных рабочих

Профессия	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Затраты времени, ч.	Заработная плата, руб.
Мастер ЦРС	1	10	117,95	2	235,9
Мастер ЦРС	1	10	117,95	22	2123,1
Мастер НУ	1	8	68,6	120	8232
Слесарь НУ	1	6	58,6	120	7032
Стропальщик	1	6	84,56	6	507,36
Стропальщик	1	5	68,6	6	411,6
Сварщик	1	7	94,92	2	189,94
Экскаваторщик	1	6	94,92	2	189,94
ИТОГО: в т.ч.					18951,84
Основные					15643,88
Вспомогательные					948,96
Мастера					2359

Рассчитываем сумму доплат, учитывающую размер премии по каждой категории работников по формуле 38:

$$D_p = \frac{Z_p \cdot H_{np}}{100} \quad (38)$$

где: H_{np} – размер премии в % от прямой заработной платы

$$D_{p.осн.} = \frac{15643,88 \cdot 40}{100} = 6257,552 \text{ руб}$$

$$D_{p.всп.} = \frac{948,96 \cdot 30}{100} = 284,688 \text{ руб}$$

$$D_{p.маст.} = \frac{2359 \cdot 40}{100} = 943,7 \text{ руб}$$

Затем определяем заработную плату с учетом доплат (расчетную заработную плату – $Z_{рас.}$) по формуле 39:

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

$$З_{рас.} = \Sigma З_p + \Sigma Д_p \quad (39)$$

$$З_{рас.} = 18951,84 + 6257,552 + 284,688 + 943,7 = 26437,78 \text{ руб}$$

Определяем заработную плату с доплатой по районному коэффициенту к зарплате по формуле 40:

$$З_{р.к.} = З_{рас.} \cdot K_p \quad (40)$$

где: K_p - районный коэффициент к заработной плате

$$З_{р.к.} = 26437,78 \cdot 1,5 = 39656,67 \text{ руб}$$

Рассчитываем доплату за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях по формуле 41:

$$Д_{сев.} = \frac{З_{рас.} \cdot g}{100} \quad (41)$$

где: g - размер доплаты в % от расчетной заработной платы за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях:

$$Д_{сев.} = \frac{26437,78 \cdot 50}{100} = 13218,89 \text{ руб}$$

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле 42:

$$З_{общ.осн.} = (З_{р.к.} + Д_{сев.}) \quad (42)$$

$$З_{общ.осн.} = 39656,67 + 13218,89 = 52875,56 \text{ руб}$$

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

4.2. Расчет дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле 43:

$$Z_{доп.} = \frac{Z_{общ.осн.} \cdot D}{100}, \quad (43)$$

где: $Z_{общ.осн.}$ – основная заработная плата, руб.

D – размер дополнительной заработной платы в % к основной за работной плате, %

$$Z_{доп.} = \frac{52875,56 \cdot 11}{100} = 5816,31 \text{ руб.}$$

4.3. Расчет отчислений на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяется в % от суммы основной и дополнительной заработной платы по формуле 44:

$$O_{с.н.} = \frac{(Z_{общ.осн.} + Z_{доп.}) \cdot O}{100}, \quad (44)$$

где: O – размер отчислений на социальные нужды от суммы основной и дополнительной заработной платы, % ($O = 30\%$)

$$O_{с.н.} = \frac{(52875,56 + 5816,31) \cdot 30}{100} = 17607,56 \text{ руб.}$$

4.4. Расчет стоимости материалов

Стоимость материалов, расходуемых на проведение мероприятия определяется по формуле 45:

$$C_m = (C_m \cdot M) \cdot N, \quad (45)$$

где: C_m – цена материала, руб.

M – количество материала, расходуемого на проведение мероприятия

$$C_m = (70 \cdot 70) \cdot 11 = 53900 \text{ руб.}$$

Расчет услуг произведен в таблице 10.

Таблица 10 – Стоимость услуг

Наименование материала	Единица измерения	Количество	Цена, руб.	Стоимость материалов, руб.
Сварка	м ³	70	600	42000
ИТОГО:				42000

4.5. Расчет стоимости электроэнергии

Стоимость электроэнергии рассчитывается по формуле 46:

$$C_{э/э} = (H_{э/э} \cdot T_p) \cdot N, \quad (46)$$

где: $H_{э/э}$ – норма расходов электроэнергии на единицу рабочего времени, руб

T_p – время проведения мероприятия

$$C_{э/э} = (4,6 \cdot 126) \cdot 11 = 6375,6 \text{ руб}$$

4.6. Расчет стоимости износа МБП

Стоимость износа малоценных и быстроизнашивающихся предметов (МБП) рассчитывается по формуле 47:

$$C_{МБП} = (H_{МБП} \cdot T_p) \cdot N, \quad (47)$$

где: $H_{МБП}$ – норма износа МБП в единицу рабочего времени, руб

T_p – время проведения мероприятия, ч.

$$C_{МБП} = (6 \cdot 126) \cdot 11 = 8316 \text{ руб.}$$

4.7. Расчет амортизации основных производственных фондов

Годовой размер амортизационных отчислений определяется по формуле 48:

$$A_z = \frac{C_n \cdot n \cdot H_a}{100}, \quad (48)$$

					Экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

где: C_n – первоначальная или восстановительная стоимость единицы оборудования, руб.

H_a – годовая норма амортизации оборудования, %

n – число единицы оборудования данного вида, шт.

Сумма амортизационных отчислений на проведение мероприятия определяется по формуле 49:

$$A_m = \frac{\Sigma A_z \cdot T_p}{T_k}, \quad (49)$$

где: T_k - календарный фонд рабочего времени оборудования, ч.

T_p - время проведения мероприятия, ч.

$$A_m = \frac{1588041,58 \cdot 126}{365 \cdot 24} = 22660,41 \text{ руб}$$

4.8. Расчет стоимости услуг

Стоимость транспортных услуг и услуг специальной техники определяется по формуле 50:

$$C_{\text{усл.}} = (C_{\text{усл.}}^ч \cdot T_p) \cdot N, \quad (50)$$

где: $C_{\text{усл.}}^ч$ – стоимость 1 часа работы единицы транспорта или спецтехники, руб.

T_p – время работы единицы оборудования транспорта или спецтехники при проведении мероприятия, ч.

$$C_{\text{усл.}} = 5512,45 \cdot 11 = 60636,95 \text{ руб}$$

Расчеты стоимости услуг сводим в таблицу 11.

					Экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Таблица 11 – Расчет стоимости

Наименование транспортного средства и спецтехники	Время работы	Стоимость 1ч, руб.	Стоимость услуг, руб.
Цементировочный агрегат ЦА-320	20	47,38	947,6
Трубовоз «Урал-375»	10	38,32	383,2
Урал «Вахта»	26	38,77	1008,02
Автоцистерна ЦР-10	32	35,48	1135,36
ППУ КрАЗ-257	6	51,80	310,8
Автокран АК-8	6	69,45	416,7
Трактор К-700	8	77,55	620,4
Подъемник Аз-37А	120	62,81	7537,2
Итого:			12359,28

4.9. Расчет прочих расходов

Сумма прочих расходов определяются по формуле 51:

$$C_{np} = \frac{Z_{np} \cdot P_p}{100}, \quad (51)$$

где: P_p – размер прочих расходов в % от прямых затрат

Z_{np} - сумма прямых затрат на проведение мероприятия

$$C_{np} = \frac{228188,39 \cdot 3}{100} = 6845,65 \text{ руб}$$

Сумма прямых затрат рассчитывается по формуле 52:

$$Z_{np} = Z_{общ.осн.} + Z_{дон.} + O_{с.н.} + C_m + C_{э/э} + C_{МБП} + A_m + C_{усл.}, \quad (52)$$

$$Z_{np} = 52875,56 + 5816,31 + 17607,56 + 53900 + 6375,6 + 8316 +$$

$$+ 22660,41 + 60636,95 = 228188,39 \text{ руб}$$

Именно такая сумма тратится на мероприятия по вырезке «катушки».

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

Глава 5. Социальная ответственность

5.1. Производственная безопасность

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля над соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля над соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах».

МН входят в состав опасных производственных объектов и подлежат регистрации в государственном реестре в соответствии с Федеральным законом РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Руководство НПС в процессе его эксплуатации обязано:

соблюдать положения Федеральных законов и иных нормативных правовых актов РФ, а также нормативных технических документов в области промышленной безопасности;

обеспечивать укомплектованность штата работников НПС в соответствии с установленными требованиями;

– допускать к работе лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к работе;

– обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ			
Разраб.		Кузьминых С.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмудыгин В.А.					85	99
Консульт.						Группа 3-2Т01		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

- иметь нормативные технические документы и инструкции,
- устанавливающие правила ведения работ;
- обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля над производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;
- предотвращать проникновение на охраняемую территорию МН посторонних лиц;
- приостанавливать эксплуатацию МН в случае аварии или инцидента, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;
- осуществлять мероприятия по ликвидации и локализации последствий аварий на НПС, оказывать содействие государственным органам в расследовании причин аварий; принимать участие в техническом расследовании причин аварии на нефтепроводе, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных аварий;
- принимать участие в анализе причин возникновения инцидента на СИКН, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных инцидентов;
- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на МН;
- вести учет аварий и инцидентов на МН.

5.2. Экологическая безопасность

Обеспечение экологической безопасности является неотъемлемым условием деятельности системы трубопроводного транспорта нефти. Основные принципы процесса транспортировки нефти осуществляются в соответствии с принятыми международными и национальными требованиями в области экологической безопасности:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

➤ обеспечение охраны окружающей природной среды путем совершенствования управления природоохранной деятельности предприятий:

➤ рациональное использование природных ресурсов;

➤ предупреждение чрезвычайных ситуаций и эффективная ликвидация их последствий;

➤ реализация контроля за выполнением экологических нормативов при осуществлении производственно-хозяйственной деятельности предприятий нефтепроводного транспорта;

➤ мониторинг отдельных компонентов окружающей природной среды в районах размещения объектов предприятия;

➤ контроль за организацией работ по утилизации отходов производства и потребления, минимизация их объемов и снижение токсичности;

➤ расчет платежей за выбросы и сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов и организация работ по их снижению.

Мероприятия по экологической безопасности включают в себя:

1) Сбор замазученной смеси в металлическую емкость. (По мере образования);

2) Обеспечить готовность оборудования для ликвидации аварийного разлива нефти. (До начала работ);

3) Засыпка рабочего приямка с последующей планировкой, созданием ровной поверхности после уплотнения грунта. (После окончания работ. В течение всего дня.);

4) Отвести место для твердых бытовых отходов, замазученного грунта (до начала работ);

5) Уборка бытового и строительного мусора, замазученный грунт вывести в накопитель отходов (после окончания работ. В течении 8 час);

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

6) Планировка строительной полосы, территории занятой площадками стоянки техники. (После окончания работ. В течении 8 час);

7) Произвести зачистку амбара, засыпку и рекультивацию. (По окончании закачки нефти. В течении 8 часов);

8) Отобрать пробы почвы до начала и после окончания работ. Провести анализ на содержание нефтепродуктов эколаборатории (до начала и после окончания работ);

9) Сдать землю землепользователю по акту приема передачи рекультивированных земель (в день окончания срока аренды земли).

На объектах трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, несмотря на то, что это самый экономичный и надежный вид транспортировки, периодически происходят аварии различных масштабов.

Аварии на магистральных трубопроводах были, есть и видимо еще будут. Но есть очевидная истина – аварию легче предотвратить, чем ликвидировать ее последствия.

Практика эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов показывает, что условия возникновения аварий бывают самыми различными, но в большинстве случаев они связаны с разгерметизацией трубопровода и выходом нефти или нефтепродукта наружу.

Закон о промышленной безопасности требует, чтобы были разработаны планы ликвидации аварий на магистральных трубопроводах.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Сценарий 1

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

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;

- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

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

Сценарий 2

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального газопровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера. При взрыве паро – и газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности [1]:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды,

□ при этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам; работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;

□ для обеспечения пожаро и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спец обувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

5.4 Пожарная и взрывная безопасность

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

регламентирующими требования пожарной безопасности.

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

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

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке установленном руководителем.

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

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10 (каждая единица техники). В помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны.

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

определены места и допустимое количество одновременно находящихся в помещениях материалов;

–установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды;

определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончании рабочего дня;

–регламентированы: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы, действия работников при обнаружении пожара;

–определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

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

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

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

Спецодежда лиц, работающих с маслами, лаками, красками должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах. При работе категорически запрещается курить на рабочем месте.

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

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

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

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

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

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

На территории полевого городка и в вагоне-домике запрещается:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

–загромождать проезды, подъезды, разрывы между вагончиками материалами,

оборудованием, механизмами; - оставлять на открытых площадках баллоны со сжатым и сжиженным газом,

емкости с ЛВЖ и ГЖ;

–разводить костры, применять открытый огонь;

в вагонах-домиках загромождать основные и запасные эвакуационные выходы, хранить в помещениях взрывчатые вещества, ЛВЖ и ГЖ;

–применять самодельные нагревательные приборы;

–пользоваться электропроводкой с поврежденной изоляцией;

–применять самодельные плавкие вставки;

–оставлять без присмотра включенные в сеть электроприборы; эксплуатировать электро-водонагреватели со снятым защитным колпаком;

–осматривать и ремонтировать бытовые электроприборы под напряжением;

–применять для освещения свечи и другие источники огня;

–включать в сеть бытовые электроприемники без штепсельного соединения заводского изготовления;

–сушить спецодежду и другие СИЗ на поверхности нагревательных приборов;

–перегружать электросеть свыше установленной мощности (более 10 кВт).

Меры пожарной безопасности при выполнении земляных работ

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов,

должны выполняться с применением инструмента, не дающего искр, в соответствующей спецодежде и спецобуви, не имеющей металлических подков.

Место проведения газоопасной работ должно быть обозначено (ограждено), а

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

при необходимости выставлены посты с целью исключения пребывания посторонних лиц в опасной зоне.

Меры пожарной безопасности при производстве изоляционных работ

Запрещается применение открытого огня при очистке нефтепровода от изоляции.

При работе с грунтовыми и растворителями запрещается:

- применять этилированный бензин и бензол;
- хранить и транспортировать их в открытой таре;
- бросать заполненную тару при погрузке и выгрузке, вывинчивать пробки и открывать крышки, ударяя по ним металлическими предметами, вызывающими искрообразование;
- перемешивать и переливать их ближе 50 м от открытого огня.

Месте приготовления битумно-полимерной мастики постоянно должен находиться комплект противопожарных средств:

- ящик с сухим песком;
- лопаты; технический войлок, брезент или асбестовое полотно;
- углекислотный огнетушитель ОУ-10.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03
- Инструкции по технике безопасности предприятия.
- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
- ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»
- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП.21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

Закон о пожарной безопасности №б9-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

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

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

Заключение

Эксплуатация магистральных нефтепроводов включает совокупность различных процессов приема, перекачки, сдачи нефти, технического обслуживания. В процессе эксплуатации происходит старение трубопровода и накопление различных дефектов, поэтому ремонт нефтепровода является неотъемлемой и важнейшей частью эксплуатации нефтепровода.

Существует множество видов дефектов, различающихся по степени опасности и по размерам. В зависимости от этого выбираются и методы их устранения, каждая из которых имеют свои особенности и преимущества.

При недопустимом сужении проходного сечения диаметра трубопровода и дефектах и невозможности обеспечения требуемой степени восстановления нефтепровода применяют устранение дефекта вырезкой «катушки».

В дипломном проекте были рассмотрены основные этапы ремонта и комплекта оборудования для дефектного участка магистральных нефтепроводов. Можно сделать вывод о том, то дефекты нефтепроводов которые нельзя отремонтировать или сделать временную ремонтную конструкцию нужно устранять методом вырезки «катушки», хоть это и влечет за собой серьезные экономические потери, как в плане простоя нефтепровода, так и в плане ремонта.

При расчете в экономической части, был произведен расчет для одного случая дефекта, где показано, что затраты, приходящие на устранение велики.

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			<i>Заклучение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					96	99
<i>Консульт.</i>						Группа 3-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Список используемой литературы

1. РД 153-39.4-067-04 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов.
2. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
3. РД-75.180.00-КТН-159-13 Порядок организации и выполнения работ по вырезки и врезке «катушек», требования к врезаемым «катушкам»
4. РД 153-39-030-98 Методика ремонта дефектных участков нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики.
5. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. РД 39-00147105-015-98. – Уфа: ИПТЭР, 1998. – 194 с.
6. ГОСТ ИСО 4065-2005 Трубы из термопластов.
7. СНиП III-42-80* является переизданием СНиП III-42-80 с изменениями, утвержденными постановлениями Госстроя СССР (Минстроя России): № 272 от 05.11.1982 г., № 308 от 28.12.1982 г., № 71 от 29.12.1986 г. и № 18-79 от 10.11.1996 г.
8. ОР-13.01-45.21.30-КТН-004-2-02 Регламент по вырезке и врезке «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов.
9. РД-08.00-60.30.00-КТН-050-1-05 Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.
10. ОР-13.01-74.30.00-КТН-004-1-03 Регламент и методика проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмудыгин В.А.</i>					97	99
<i>Консульт.</i>						Группа з-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

11. магистральных и технологических нефтепроводов.
12. ОР-13.01-60.30.00-КТН-002-3-00 Регламент представления срочных донесений об авариях и отказах на магистральных нефтепроводах, НПС и РП и их учет.
13. РД 23.040.00-КТН-090-07 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
14. Правила охраны магистральных трубопроводов. Москва 2004.
15. Типовая технологическая карта. Ремонт магистральных нефтепроводов с вырезкой дефектной и врезкой бездефектной «катушки».
16. РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов.
17. РД 153-39.4-130-2002 Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов.
18. ГОСТ Р 51164-98 «Общие требования к защите от коррозии».
19. ГОСТ 25812-83 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
20. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов».
21. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. СПб.: Недра, 2008. – 488 с.

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмудыгин В.А.</i>					98	99
<i>Консульт.</i>						Группа 3-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

22. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.

23. Трубопроводный транспорт нефти /С.М. Вайншток, Т 77 В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. СМ. Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. - Т. 2. - 621 с.

24. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. / Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – 271с.:ил.

25. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М.. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов – Уфа, изд-во «ДизайнПолиграфСервис», 2002 – 136 с.

26. Глобальная сеть Интернет.

					<i>Выбор метода ремонта и оборудования для рем. работ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьминых С.В.</i>			<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурьгин В.А.</i>					99	99
<i>Консульт.</i>						Группа 3-2Т01		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Приложение 1

ТАБЛИЦА ДЕФЕКТОВ ТИПА «ОВАЛЬНОСТЬ» И «ОВАЛЬНОСТЬ В СОЧЕТАНИИ С ВМЯТИНОЙ» ПОДЛЕЖАЩИХ УСТРАНЕНИЮ ПРИ ЗНАЧЕНИИ РАВНОМ ИЛИ МЕНЕЕ « d »

(для труб с пределом текучести металла 350 МПа и более*)

Характеристики трубы		d ,. мм		Предельно допустимая глубина вмятины (2% D н) на основном металле трубы на участке с овальностью
				Нв, мм
Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Прямошовная и бесшовная труба	Спиральношовная труба	Прямошовная бесшовная и спиральношовная труба
426	5÷9	405	400	8 5
530	6,5÷10	503	498	106
720	7÷8	677	670	144
	9 и более	684	677	144
820	7÷9	771	763	164
	10 и более	779	771	164
1020	9÷11	959	949	204
	12 и более	969	959	204
1220	10÷13	1147	1135	244
	14 и более	1159	1147	244