

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки.  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>Обеспечение выполнения работ по контролю технического состояния и проведению ремонта промыслового нефтепровода</b>

УДК 622.692.4:620.16

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Парфирьев Антон Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

#### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	К.Т.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М.В.			

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	К.Х.Н., доцент		

Томск – 2023 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

### 21.03.01 Нефтегазовое дело

#### ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Н.В Чухарева  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8А1	Парфирьев Антон Александрович

Тема работы:

<b>ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА</b>
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. НС «ДНС-6 – УПСВ-3» Советского м.р.</li> <li>2. Общая протяженность 4,172 км</li> <li>3. транспортируемая среда - нефть, вода, газ</li> <li>4. Рабочее давление, МПа 1,4</li> <li>5. Диаметр трубопровода 219</li> <li>6. Толщина трубопровода 6</li> </ol>				
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников 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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие сведения и характеристика объекта</li> <li>2. Методы контроля за состоянием промышленного нефтепровода</li> <li>3. Обоснование метода ремонта в соответствии с требованиями НТД по результатам диагностики</li> <li>4. Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</li> </ol>				
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>					
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 40%; text-align: center;"><b>Раздел</b></td> <td style="text-align: center;"><b>Консультант</b></td> </tr> <tr> <td>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и</td> <td>Креницына З.В.</td> </tr> </table>	<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>	«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и	Креницына З.В.	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>				
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и	Креницына З.В.				

ресурсосбережение»	
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	

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

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Парфиров Антон Александрович		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8А1	Парфирьеву Антону Александровичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделения нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Виды и стоимость ресурсов:</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа; Определение целевого рынка и проведение его сегментирования; Анализ конкурентных технических решений</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Обоснование экономической выгоды за счет внедрения проекта</i>
<i>3. Оценка ресурсосбережения</i>	<i>Оценка ресурсосбережения</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком</b>	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б8А1	Парфирьев Антон Александрович		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8А1	Парфирьев Антон Александрович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделения нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

<b>Введение:</b> Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Наименование и назначение промышленного трубопровода – нефтесборный трубопровод «ДНС-6 УПСВ-3». Месторождение – Советское. Эксплуатирующая организация – АО «Томскнефть» ВНК.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия.	- проанализировать специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – проанализировать организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<b>2. Производственная безопасность:</b> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов; Обоснование мероприятий по снижению их воздействия	<b>Вредные факторы:</b> – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень общей вибрации; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенная или пониженная влажность и температура рабочей зоны. <b>Опасные факторы:</b> – Воздействие на человеческий организм вредных веществ (запыленность, загазованность, сварочная аэрозоль) <b>Требуемые средства коллективной и</b>

	<p><b>индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b>  нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b></p>	<p>–<b>Воздействие на литосферу:</b> загрязнение грунта нефтепродуктами в результате аварийных ситуаций;  –<b>Воздействие на гидросферу:</b> попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы;  <b>Воздействие на атмосферу:</b> выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b>  пожары, отравления вредными веществами, стихийные бедствия  <b>Наиболее типичная ЧС:</b>  Возникновение пожара</p>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. пр. ООДШБИП	Гуляев М.В.			

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Парфирьев Антон Александрович		



**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)**  
**Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**  
**Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»**  
**Уровень образования бакалавриат**  
**Отделение нефтегазового дела**  
**Период выполнения** осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

**Форма представления работы:**

бакалаврская работа
---------------------

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Оценка технического состояния</i>	10
15.03.2023	<i>Результаты диагностического обследования объекта</i>	10
18.03.2023	<i>Обзор методов ремонта</i>	10
14.04.2023	<i>Общие положения проведения работ</i>	15
14.04.2023	<i>Подготовительные работы</i>	15
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

**Обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата

3-2Б8А1	Парфирьев Антон Александрович		
---------	-------------------------------	--	--



## Abstract

The final qualifying work consists of 108 pages, 6 figures, 22 tables, 72 sources of literature

Keywords: field oil pipeline, repair, non-destructive testing, visual inspection, inset "coils"

The object of this study is to monitor the technical condition and repair of field oil pipeline.

The purpose of the work is to study the provision of work on the control of the technical condition and repair of the field oil pipeline.

In the course of the study, the following were carried out: the study of literature data, as well as regulatory documentation on the control of the technical condition and repair of the field oil pipeline.

As a result of the research: the development of technical solutions for the repair of a field oil pipeline by the method of tapping "coils" is given.

Scope of application: main gas pipelines.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА			
Разраб		Парфирьев А. А.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					11	111
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

## Определения, обозначения, сокращения

АО – акционерное общество

АЭ – акустическая эмиссия

ВИК – визуальный и измерительный контроль

ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд

ГОСТ – государственный стандарт

ГРЭС - гидроэлектростанция

ДНС – дожимная насосная станция

ЗАО – закрытое акционерное общество

ИПТЭР - Институт Проблем Транспорта Энергоресурсов

КМТ – композитно-муфтовая технология

КМК – капиллярный метод контроля

КНС – концевая насосная станция

ЛЭП – линия электропередач

МВт - мегават

ММП – метод магнитной памяти

МПа – мегапаскаль

НТД – нормативно-техническая документация

НПС – нефтеперекачивающая станция

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ОАО – открытое акционерное общество

ПНУ – промышленные намагничивающие устройства

РК - радиографический контроль

ТЗ – техническое задание

ТУ – технические условия

					ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб</i>		<i>Парфирьев А. А.</i>			Определения, обозначения, сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					12	111
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

УЗД – ультразвуковая дефектоскопия

УЗ - ультразвук

УПСВ – установка предварительного сброса воды

ЦЭРТ – центр эксплуатации и ремонта

					Определения, обозначения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

## Содержание

Реферат.....	10
Abstract.....	11
Определения, обозначения, сокращения.....	13
Введение.....	18
1. Общие сведения и характеристика объекта.....	20
2. Оценка технического состояния.....	27
2.1 Методы контроля за состоянием промыслового нефтепровода	28
2.2 Результаты диагностического обследования объекта.....	38
3. Выбор и обоснование метода ремонта.....	40
3.1 Обзор методов ремонта.....	40
3.2 Обоснование метода ремонта в соответствии с требованиями НТД по результатам диагностики.....	48
4. Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки».....	58
4.1 Общие положения проведения работ.....	58
4.1 Подготовительные работы.....	61
4.1.1 Земляные работы.....	61
4.1.2 Обустройство ремонтного котлована.....	63
4.2 Работы по врезке «катушки».....	65
4.2.1 Врезка вантузов в нефтепровод.....	66
4.2.2 Вырезка отверстия.....	67

<i>ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб</i>		<i>Парфирьев А. А.</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>		
<i>Содержание</i>				
		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
		1	14	111
<i>Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2</i>				

4.2.3 Откачка нефти.....	68
4.2.4 Откачка нефти из отключенного участка в параллельный нефтепровод 69	
4.2.5 Вырезка «катушки».....	69
4.2.6 Герметизация трубопровода.....	72
4.2.7 Зачистка котлована.....	73
4.2.8 Врезка катушки.....	73
4.2.9 Дефектоскопия.....	74
4.2.10 Изоляция участка.....	75
4.2.11 Засыпка котлована.....	76
5. Расчет нефтепровода на прочность.....	78
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 82	
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ 82	
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	82
6.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	82
6.2 Планирование НИ работ.....	83
6.2.1 Структура работ в рамках НИ.....	83
6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	84
6.3 Оценка бюджета на научно-технологическую разработку.....	85
6.3.1 Определение материальных расходов для научно-технического исследования.....	85
6.3.2 Заработная плата.....	86
6.3.3 Дополнительная оплата труда участников исследования.....	87



6.3.5 Накладные расходы.....	89
7 Социальная ответственность.....	90
7.1.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
7.1.1 Нормы трудового права .....	91
7.2 Производственная безопасность.....	92
7.2 Анализ вредных производственных факторов.....	93
7.2.1 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения.....	94
7.2.2 Повышенный уровень шума и вибрации.....	95
7.3.3 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.....	95
7.4 Анализ опасных производственных факторов.....	96
7.4.1Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.....	96
7.5 Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса.....	97
7.6 Экологическая безопасность.....	98
7.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
Заключение.....	102
Список использованных источников.....	103

## Введение

Актуальность исследования. Транспортировка сырой нефти осуществляется по сети трубопроводов, которые поставляют нефть от скважин к хранилищам на промысле или к магистральным терминалам. По магистральным трубопроводам нефть перекачивают к нефтеперерабатывающим заводам или терминалам танкеров. Переработка нефти осуществляется либо в районах ее добычи, либо на значительных расстояниях от нее вблизи главных потребителей и рынков сбыта.

Чаще всего ремонтируют трубопроводы, служащие для транспортирования сырья, полупродуктов и готовой продукции. Эти вещества могут быть коррозионно-активными, огне- и взрывоопасными и токсичными. Они могут также содержать абразивные включения или быть легко застывающими. Конструкция трубопровода должна учитывать свойства транспортируемого вещества.

В процессе эксплуатации трубопроводы и их элементы изнашиваются. Характер износа может быть самым различным и определяется условиями эксплуатации, свойствами материала, из которого выполнен трубопровод, его конструктивными особенностями, качеством изоляции и т. д. Часто нарушение условий эксплуатации приводит к разрушению неизношенного трубопровода: разрыву трубы, отрыву фланца, выбиванию прокладки, ослаблению болтовых соединений и др.

В основном трубопроводы подвержены коррозионному и эрозионному износу, поэтому главная задача заключается в устранении его причин. Преждевременный износ можно предотвратить также, если правильно выбрать материал труб и вид изоляции.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА			
Разраб		Парфиров А. А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					17	96
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А2		

Цель работы – изучение обеспечения выполнения работ по контролю технического состояния и проведению ремонта промышленного нефтепровода.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

## 1. Общие сведения и характеристика объекта

Объект исследования – промышленный трубопровод.

Наименование и назначение промышленного трубопровода – нефтесборный трубопровод «ДНС-6 УПСВ-3». Месторождение – Советское.

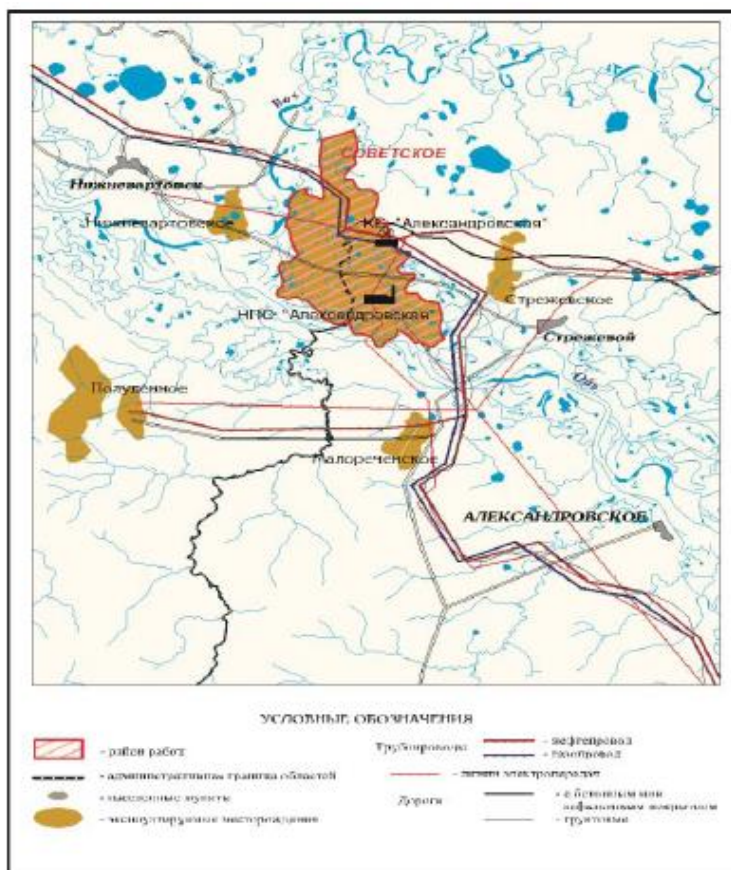


Рисунок 1.1 – Месторождение Советское

Эксплуатирующая организация – АО «Томскнефть» ВНК.

В таблице 1.1 представлены основные сведения по промышленному трубопроводу.

					ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб		Парфирьев А. А.			Общие сведения и характеристика объекта	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					19	96
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

Таблица 1.1 – Общие сведения о промышленном трубопроводе «ДНС-6-УПСВ-3», Советского месторождения

№ п/п	Параметр	Значение
1	Общая протяженность, км	4,172
2	Транспортируемая среда	Нефть, вода, газ
3	Категория трубопровода	II
4	Проектное давление (на начальном участке трубопровода), МПа	4,0
5	Рабочее давление, МПа	1,4
6	Температура, °С	+25
7	Проектная производительность по нефти, т/сут	655,7
8	Проектная производительность по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	6365,0

На рисунке 1.2 представлена схема промышленного трубопровода.

В таблице 1.2 представлены данные по участкам, которые указаны на схеме 1.

Таблица 1.2 – Данные по участкам промышленного нефтепровода

№ п/п	Наименование участка или их обозначение на схеме	Дата ввода в эксплуатацию	Наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Протяженность участков трубопровода, м
1	ДНС-6-УПСВ	2000	219х6	895
2	ДНС-6-УПСВ	2019	219х8	60
3	ДНС-6-УПСВ	2000	219х6	3217

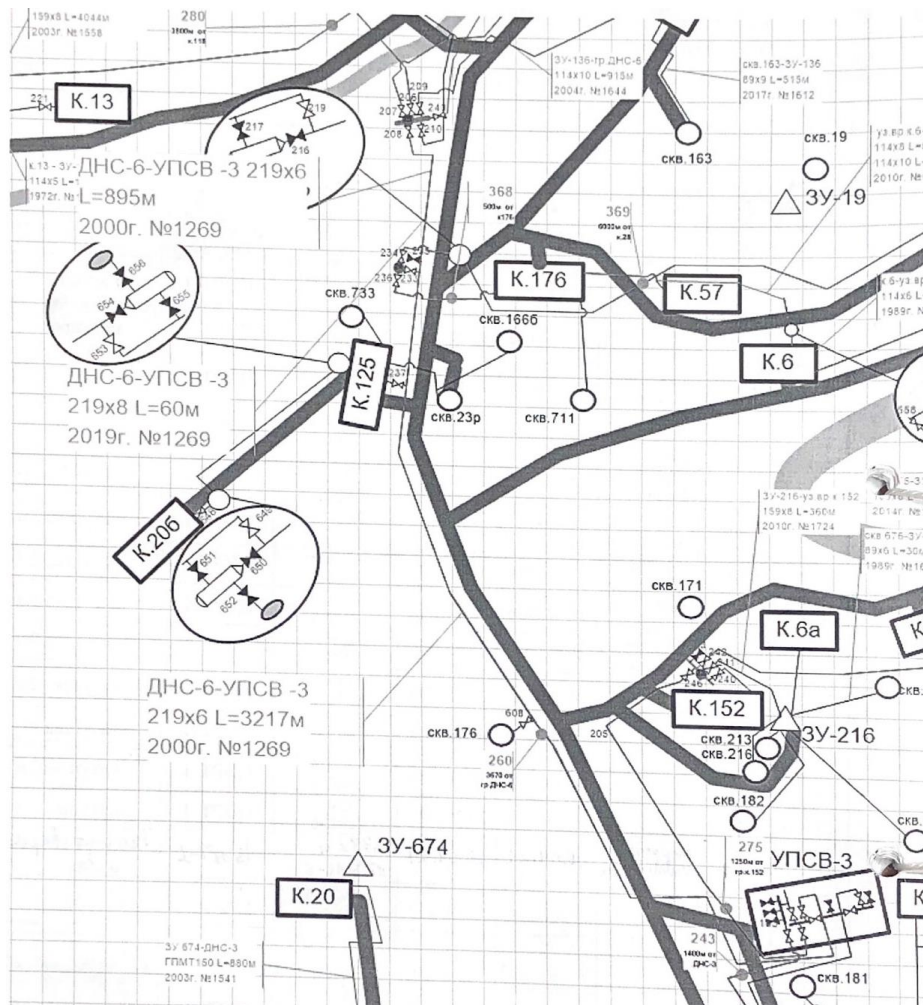


Рисунок 1.2 – Схема нефтесборного трубопровода «ДНС-6 УПСВ-3»

Трубопровод смонтирован ЗАО «АМК-ВИГАС», ЦЭРТ-1 в полном соответствии с проектом, разработанным АО «ТомскНИПИнефть».

При монтаже применялась ручная дуговая сварка.

В таблице 1.3 дана характеристика способам прокладки трубопровода.

Таблица 1.3 – Способ прокладки трубопровода

№ п/п	Способ прокладки (подземный, наземный, надземный, подводный)	Начальный километр по трассе трубопровода	Конечный километр по трассе трубопровода	Общая протяженность участка, м	Глубина заложения, м (для подземного)
1	Подземный	ПК00+00	ПК08+95	895	1,2
2	Подземный	ПК08+95	ПК09+55	60	1,2
3	Подземный	ПК09+55	ПК41+72	3217	1,2

Таблица 1.4 – Сведения о трубах

№ п/п	Наименование элементов, их расположение на схеме	Начальный километр по трассе трубопроводов	Конечный километр по трассе трубопроводов	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Материал	ГОСТ или ТУ	Дата и место выпуска
1	Труба стальная электросварная ДНС-6-УПСВ-3	ПК00+00	ПК08+95	219х6	20	ГОСТ 20295-85	ООО «Выкунский металлургический завод», г. Выкса
2	Труба ЭЛВС ДНС-6-УПСВ-3	ПК08+95	ПК09+55	219х8	09Г2С	ГОСТ 10705-80	ООО «Ирбитский трубный завод «Металлинвест» Свердловская область, г. Ирбит
3	Труба стальная электросварная ДНС-6-УПСВ-3	ПК09+55	ПК41+72	219х6	20	ГОСТ 20295-85	ООО «Выкунский металлургический завод», г. Выкса

Таблица 1.5 – Арматура и соединительные детали

№ п/п	Наименование элементов, их расположение на схеме	Размеры, давление условное	Материал	ГОСТ или ТУ
1	Задвижка клиновая ЗКЛ2 (гр. ДНС-6)	100х40	н/д	н/д
2	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем ЗКЛ2 (гр. ДНС-6)	150х40	н/д	н/д
3	Задвижка клиновая ЗКЛ2 (гр. ДНС-6)	200х40	н/д	н/д
4	Отводы	219х6	20	ГОСТ 17375-83
5	УКК №260 (ЗКЛ, лубрикатор)	50х40	н/д	н/д

					Общие сведения и характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Таблица 1.6 - Конструкция защитного покрытия труб

№ п/п	Конструкция (структура), марка материала	Общая толщина защитного покрытия, мм
1	Участок 2019 г. Внутреннее покрытие однослойное эпоксидное покрытие (ТУ 1396-001-30098597-2013) ООО «Ижевский завод изоляции», г. Ижевск	Соответствует ТУ
2	Участок 2019 г. Трехслойное полиэтиленовое (ТУ 1396-002-30098597-2014) ООО «Ижевский завод изоляции», г. Ижевск	Не менее 2,0
3	Участки 2000 г. Наружное покрытие. Лента «Полилен» (ТУ 102-610-92) ОАО «Трубизоляция» г. Новокуйбышевск	Не менее 2,0

Средства защиты от наружной коррозии трубопровода – отсутствуют.

Камеры запуска и приема ОУ – отсутствуют.

Надземные переходы – отсутствуют.

Пересечение с ЖД – отсутствует.

Пересечение с подземными коммуникациями – нет данных.

Параллельная прокладка с подземными коммуникациями сторонних организаций – отсутствуют.

Таблица 1.7 – Подводные переходы

№ п/п	Наименование рек	Ширина рек, м	Количество ниток, шт.	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность дюкера, км	Километр по трассе трубопровода первого кранового узла по ходу перекачки	Километр по трассе трубопровода второго кранового узла по ходу перекачки
1	Протока	8	1	219	-	Гр. ДНС-6(0)	УПСВ-3(4,2)

Таблица 1.8 – Пересечение с автомобильными дорогами

№ п/п	Наименование автодороги	Категория автодороги	Диаметр и протяженность футляра, мм	Километр пересечения по автодороге
1	Автодорога на к.125	н/д	426x8,17 м	ПК13+46
2	Автодорога на од.скв.176	н/д	426x8,17 м	ПК19+16
3	Автодорога на УПСВ-3	н/д	426x8,17 м	ПК38+12

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



Обратимся к характеристике месторождения с учетом климатическим особенностям его размещению.

Советское месторождение разрабатывается уже свыше 50 лет и является одним из самых старых и крупных месторождений региона. Центральный товарный парк, расположенный на месторождении, эксплуатируется рядом соседних месторождений – Вахское, Северное, Стрежевское и т.п. Другим важным моментом определяющим обустройство данного месторождения является значительный срок эксплуатации объектов, что требует повышенных расходов на реконструкцию используемого оборудования.

В административном отношении Советское нефтяное месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и в Александровском районе Томской области, на расстоянии 700 километров к северу-западу от г. Томска. Ближайшим населенным пунктом является г. Стрежовой (в 25 км) - крупный центр нефтедобычи, где размещены материально-технические, ремонтные, строительные базы, осуществляющие сервис и обеспечение связанных с освоением всех месторождений объединения ОАО «Томскнефть ВНК».

От промышленных центров – городов Нижневартовска, Новосибирска и Тюмени до месторождения 45, 750 и 800 км, соответственно. В непосредственной близости к Советскому месторождению расположены разрабатываемые Нижневартовское (с запада), Стрежевское (с востока) Малореченское (с юга) нефтяные и Самотлорское (с северо-запада) газонефтяное месторождение.

Сообщение с областным центром осуществляется круглогодично воздушным транспортом, летом (по рекам Обь и Вах) - с портами Обь-Иртышского бассейна. На месторождении имеется дорожная сеть, проложены бетонные и асфальтовые дороги протяженностью до 350 км. Для внутрипромысловых сообщений в зимний период времени используется автомобильный транспорт по намороженным дорогам, также используется

					Общие сведения и характеристика объекта	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



достигает 14 - 17 м/с, роза ветров имеет юго-восточное и юго-западное направления. Снежный покров устанавливается в октябре, сходит в мае месяце, высота снежного покрова достигает 75 см. Грунт промерзает на глубину до 1,0 м. Лето короткое и характеризуется повышенными температурами, в июле достигает плюс 36 °С.

Среднегодовое количество осадков 350-400 мм, наибольшее их количество выпадает летом и осенью. Реки вскрываются, в основном, в мае, навигация заканчивается в середине октября.

**Растительность.** Почвенно-растительный покров территории месторождения представлен экосистемами пойм надпойменных террас. Среди лесов преобладают молодняки мелколиственные мшистые, мшистые сосновокедровые березово-кедровые леса и заболоченные сосновые и березовые кустарничково-сфагновые леса. Почвы в районе подзолисто-аллювиальноглеевые. Склоны оврагов, холмов и увалов подвержены глубоким размывам тальными водами и в летний период водами атмосферных осадков.

Территория Советского месторождения довольно хорошо изучена в инженерно-строительном направлении. С 1992 года силами ОАО «ТомскТИСИЗ» и ОАО «ТомскНИПИнефть» проводятся работы с целью поисков и разведки грунтовых строительных материалов для отсыпки автодорог и кустовых оснований.

<b>2. Оценка технического состояния</b>							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Общие сведения и характеристика объекта		
Разраб							
Руковод.							
Рук-ль	ООП	Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового		Лист
					дела		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Группа 3-2Б8А2		

## 2.1 Методы контроля за состоянием промышленного нефтепровода

Контроль неразрушающими методами подразделяются:

- пассивные (интегральные);
- активные (локальные).

Активными методами являются:

- визуальный и измерительный контроль (ВИК);
- ультразвуковая дефектоскопия (УЗД);
- магнитные (например, метод магнитной памяти ММП);
- радиографические;
- капиллярные;
- метод вихревых токов;
- электрический.

К пассивным относятся:

- тепловизионный метод;
- виброакустические методы;
- метод акустической эмиссии (АЭ).

Визуально-измерительный контроль является необходимым условием контроля качества при изготовлении и во время эксплуатации. При данном контроле выявляются следующие дефекты наружной поверхности трубопровода:

- трещины;
- свищи и пористости шва;

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО  
СОСТОЯНИЯ И ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА ПРОМЫСЛОВОГО  
НЕФТЕПРОВОДА

Парфиров А. А.

Гончаров Н.В.

Оценка технического состояния

27

96

- подрезы;
- наплывы, поджоги, незаплавленные кратеры;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

– несоответствие геометрии швов.

Для определения внутренних дефектов металла и сварных соединений (трещин, непроваров, включений) промышленных трубопроводов в основном применяются ультразвуковой контроль или радиационный, в редких случаях используют магнитный метод контроля. В основе радиационного метода лежит ионизирующее излучение в форме рентгеновских лучей и гамма-излучения.

С одной стороны объекта устанавливают источник излучения - рентгеновскую трубку, с другой - детектор, фиксирующий результаты просвечивания (рентгеновские пленки). Ультразвуковой метод основан на анализе процесса распространения упругих колебаний в диагностируемом объекте. Ультразвуковые колебания способны отражаться от внутренних неоднородностей среды, что и является основой для данного метода. Испытаниям на прочность и плотность подвергаются все трубопроводы. Чаще это гидравлическое испытание, реже - пневматическое.



Рисунок 2.1 – Ультразвуковая дефектоскопия

При оценке технического состояния промышленного трубопровода, в соответствии с требованиями НТД, <sup>Оценка технического состояния</sup> проведение испытания на прочность и 28

плотность трубопроводов является основным этапом технического				Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



1. Трубы поступают в основном с разделкой кромок. При разгрузке в результате удара на кромке может образоваться забоина. В соответствии с НТД забоины глубиной до 5 мм допускается ремонтировать сваркой. Забоины глубиной более 5 мм ремонту не подлежат вследствие того, что в данном месте возникает наклеп недопустимой величины. Твердость основного металла и в области забоины значительно различаются. При нагреве сваркой в этом месте возникает трещина, которая начинает развиваться дальше на основной металл. В этом случае конец трубы должен быть отрезан.

2. При сплющивании на торце трубы может появиться вмятина. Если эллипсность трубы не превышает 3,5%, вмятину можно выправить безударным способом. В металле возникают упругие деформации и прочность металла не меняется. При дальнейшем сплющивании в металле развиваются пластические деформации, приводящие к резкому снижению прочности металла. Конец трубы отрезают и делают новую разделку.

3. Царапины, задиры, риски на неизолированной поверхности труб глубиной свыше 0,2 мм до 5% от номинальной толщины стенки, но не более минусовых допусков на толщину стенки, оговоренных в ГОСТах и ТУ, можно удалить шлифованием. Более глубокие царапины завариваются, если это разрешено НТД.

4. Проверяется косина резки торца трубы. Визуальный контроль сварных соединений выполняется для:

– проверки соответствия геометрических параметров сварных соединений требованиям нормативно-технической и проектной документации;

– обнаружения видимых нарушений качества сварки: поверхностных трещин, пор, шлаковых и металлических включений, прожогов, свищей, наплывов металла, усадочных раковин, подрезов, грубой чешуйчатости шва, непроваров, оплавлений металла случаев результате зажигания сварочной дуги и прочих дефектов.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					





Методика проведения контроля.

Перед началом контроля специалист, осуществляющий контроль, должен:

– ознакомиться с результатами предшествующего контроля в соответствии с результатами ВИК;

– убедиться в отсутствии недопустимых наружных дефектов.

Перед проведением капиллярного контроля необходимо:

– проверить дефектоскопические материалы на их пригодность;

– подготовить рабочее место для проведения контроля;

– подготовить поверхности контролируемого объекта к контролю.

Индикаторную жидкость наносят на предварительно очищенную от загрязнений поверхность сварных соединений и некоторое время выдерживают, чтобы дать возможность жидкости заполнить полости дефектов. После этого удаляют избыток жидкости и наносят проявляющий состав. Индикаторная жидкость, оставшаяся в дефектах, образует на фоне проявителя рисунок, по которому судят о наличии дефектов.

Таблица 2.1 – Шкала чувствительности капиллярного контроля

*Оценка технического состояния*

32

Уровни чувствительности	Наименьшие размеры выявляемых дефектов		
	Ширина, мкм	Глубина, мкм	Длина, мм
I	До 1	До 10	До 0,1
II	До 10	До 100	До 1
III	До 100	До 1000	До 10
IV	До 500	Более 1000	Более 10
Технологический	Не нормируется		

Достоинства капиллярного метода контроля:

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

- Высокие чувствительность и разрешающая способность;
- Относительно высокая достоверность контроля и наглядность его результатов;
- Возможность контроля деталей разной степени сложности, а также широких зон деталей в один прием;
- Возможность точно устанавливать место, направление, протяженность и иногда характер дефекта;
- Простота методики проведения контроля;
- Низкая стоимость используемых приборов и дефектоскопических материалов.

#### Недостатки методов КМК:

- высокая трудоемкость контроля при отсутствии механизации;
- возможность обнаружения только поверхностных дефектов;
- большая длительность процесса (до 0,5-1,5 ч);
- необходимость удаления лакокрасочных покрытий и тщательной предварительной очистки контролируемых деталей;
- зависимость от условий окружающей среды;
- вредность некоторых дефектоскопических материалов для персонала и необходимость использования защитных приспособлений и вентиляции;
- субъективность контроля, зависимость достоверности результатов от квалификации контролера;
- ограниченный срок хранения дефектоскопических материалов, зависимость их свойств от продолжительности хранения и температуры среды.

*Оценка технического состояния*

#### Магнитный метод контроля

Магнитные методы неразрушающего контроля основаны на регистрации изменения взаимодействия электромагнитного поля с контролируемыми объектами. Для этих целей используется широкий спектр электромагнитных полей, начиная от постоянного электрического и

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

магнитного поля до переменных полей с частотами порядка десятков мегагерц (МГц). Магнитные методы контроля позволяют обнаружить поверхностные и подповерхностные дефекты сварных соединений типа несплошностей на глубине до 10 мм – трещины, непровары, шлаковые включения, газовые поры. Магнитный поток в ферромагнитном материале распространяется по сечению равномерно, если этот материал сплошной и его магнитная проницаемость имеет постоянное значение.



Рисунок 2.3 – Магнитный метод контроля

Данные методы основаны на регистрации и анализе магнитных полей рассеяния, возникающих в местах расположения дефектов. Принцип действия магнитного метода. В местах, где имеются дефекты, сплошность материала нарушается. Среда дефектов оказывает во много раз большее сопротивление магнитному потоку, который отклоняется и как бы обтекает дефект. Магнитное поле в этом месте сгущается, частично выходит за границы изделия, распространяется по воздуху и входит в изделие за пределами дефекта. В местах выхода и входа магнитного потока образуются магнитные полюса, которые сохраняются за счет остаточной намагниченности и после снятия намагничивающего поля.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Промышленность выпускает несколько типоразмеров намагничивающих устройств ПНУ (ПНУ-М1; ПНУ-М2; УНУ), предназначенных для контроля сварных стыков труб диаметром 150-1200 мм и плоских изделий с толщиной стенки до 16 мм. Для контроля кольцевых сварных швов труб малого диаметра (57-150 мм) с толщиной стенки до 12 мм промышленность выпускает неподвижные намагничивающие устройства, получившие название намагничивающих вилок типа НВУ-1.

Эти устройства также комплектуют сменными полюсными наконечниками с различным радиусом кривизны, которые плотно прижимаются к поверхности труб соответствующего диаметра. Устройства ПНУ и НВУ обладают намагничивающей силой до 18–20 тыс. ампервитков, достаточной для намагничивания до состояния технического насыщения сварных соединений больших толщин. Для намагничивания сварных швов труб большого диаметра (до 1420 мм) и плоских конструкций с толщиной стенки до 18—20 мм разработаны шаговые намагничивающие устройства с механическим приводом. Они перемещаются вдоль шва шагами по 200 мм. Во время подачи тока в обмотку электромагнита полюса притягиваются к поверхности изделия, что позволяет намагничивать сварные соединения без воздушного зазора. Этим достигается уменьшение потерь магнитодвижущей силы и, как следствие, повышение эффективности намагничивания и чувствительности контроля. Шаговые намагничивающие устройства типа «шагну» (или МУН-1) также универсальные и комплектуются набором полюсных наконечников.

УЗ контроль выполняется для <sup>Оценка технического состояния</sup> выявления внутренних и внешних дефектов сварного шва, металла труб и определения типов дефектов: непровар, несплавление, трещина, коррозионное повреждение, подрез, цепочки, скопления пор и включений. Ультразвуковой контроль проводится при температуре окружающего воздуха от минус 20 °С до плюс 40 °С. При температурах ниже минус 15 °С контроль следует проводить в укрытии (палатке) с подогревом воздуха. Ультразвуковому контролю в соответствии с

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

требованиями ГОСТ Р 55724-2013 могут быть подвергнуты кольцевые сварные соединения трубопроводов диаметром от 14 мм до 1420 с толщиной стенки от 2 мм и выше. Методика проведения контроля. УЗ-контроль следует вести после внешнего осмотра соединения. При обнаружении внешних дефектов их обычно устраняют до УЗ-контроля. Подготовка к УЗ-контролю в основном должна включать следующие этапы:

1. Выбор основных параметров контроля и параметров сканирования, исходя из типоразмеров соединения, подлежащего контролю, и имеющейся НТД на контроль.

2. Настройку дефектоскопа по контрольным образцам на заданные параметры. Настройку параметров контроля выполнить на стандартных образцах предприятия с отражателями (зарубками) по ГОСТ Р 55724-2013. Вид и размеры искусственных отражателей определяют в зависимости от диаметра и толщины стенки труб контролируемого соединения.

3. Очистку поверхности сканирования от брызг металла, грязи, отслаивающейся окалины ит. п. Очистка поверхности, по которой перемещают преобразователь, очень важна в отношении выявляемости дефектов и достоверности контроля, а также и для сохранности преобразователей. Технология сварки, при которой есть приварившиеся в околошовной зоне брызги металла, не может считаться дефектоскопичной. Например, это относится к некоторым вариантам полуавтоматической сварки в среде CO<sub>2</sub>. В подобных случаях в технологических картах на сварку *Оценка технического состояния* следует предусматривать время и средства на очистку зон сканирования вблизи контролируемого шва. Ширина этих зон должна быть оговорена в НТД.

4. Нанесение контактирующего смазочного материала на преобразователи и поверхности сканирования. Чтобы излучаемую волну ввести в изделие, между ними должен быть акустический контакт. Его обеспечивают заполнением контактирующей жидкостью зазора между плоскостью преобразователя и поверхностью изделия. Для этого используют минеральные масла, солидол, глицерин, спирт, воду и т.д.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

## 5. Обеспечение экологических и эргономичных условий контроля.

Внутритрубная диагностика представляет собой комплекс технологических операций, реализуемых путем пропуска внутри трубопровода специальных устройств – внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС). Она позволяет проводить обследование трубопроводов на всем ее протяжении как в процессе эксплуатации, так и для выполнения послемонтажного контроля, выявлять различного типа несовершенства и строительные дефекты в стенках труб, являющиеся потенциальными причинами аварий и инцидентов. Внутритрубная инспекция является комплексной четырехуровневой интегральной системой диагностирования, которая позволяет выявлять местоположение и параметры определенных видов дефектов на соответствующем уровне:

- 1 уровень – обнаружение аномалий геометрии трубопровода;
- 2 уровень – определение дефектов в виде несплошностей металла (расслоения, включений) и дефектов типа потери металла (рисок, коррозии);
- 3 уровень – определение поперечно-расположенных трещиноподобных дефектов основного металла трубы и сварных швов;
- 4 уровень – определение продольных трещиноподобных дефектов, в том числе аномалий в сварных швах.

## 2.2 Результаты диагностического обследования объекта

*Оценка технического состояния*

37

Результаты диагностического освидетельствования за период с 2016 по 2022 гг. представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты освидетельствования

Дата	Организация	Вид и результат технического освидетельствования, ревизии
02.06.2016	ЦЭРТ-1	ГИ: годен
02.06.2018	ЦЭРТ-1	Контрольный осмотр: годен
02.06.2020	ЦЭРТ-1	Контрольное обследование: годен
11.04.2021	ЦЭРТ-1	ГИ: годен
02.06.2021	ЦЭРТ-1	Контрольное обследование: годен

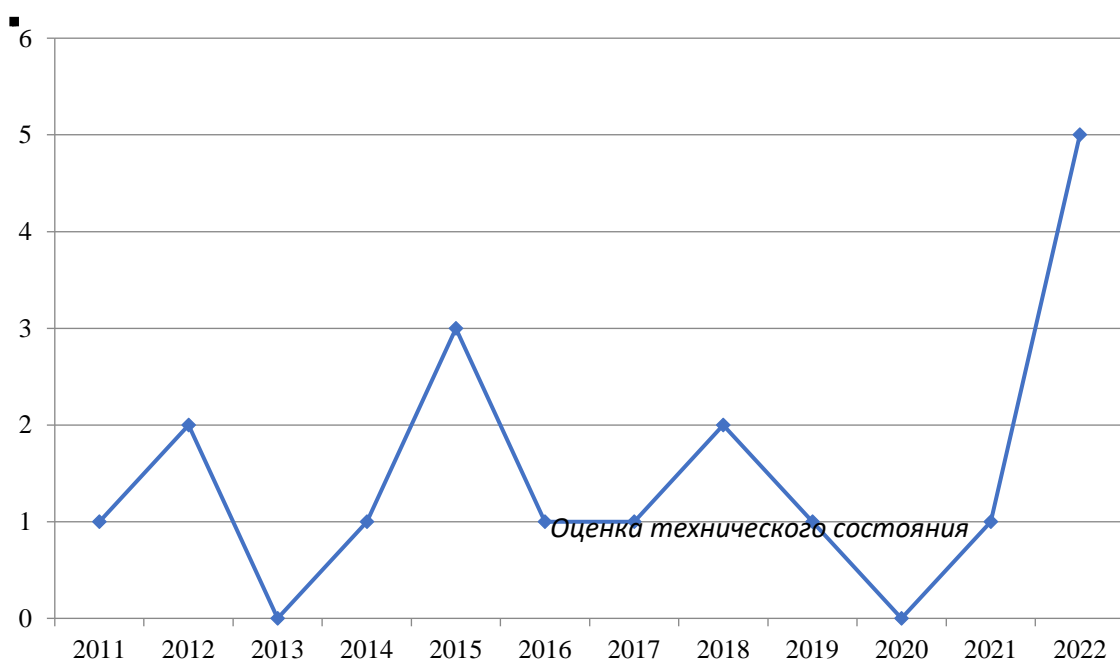
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
------	------	----------	---------	------	------

17.04.2022	ЦЭРТ-1	ГИ: годен
07.06.2022	ЦЭРТ-1	ГИ: годен
26.06.2022	ЦЭРТ-1	ГИ: годен

Таблица 2.3 – Результаты диагностирования (ЭПБ) и продление сроков эксплуатации

Дата	Организация	Результат ЭПБ	Срок безопасной эксплуатации
30.09.2019	«Диасиб»	ЭПБ: годен	31.12.2021
30.09.2019	«Диасиб»	Тех. диагностика: годен	31.12.2021
27.10.2020	АНК	Тех. диагностика: годен	01.10.2026
26.05.2021	«Русэнергo»	ЭПБ: годен	14.12.2023

Ниже представлены данные по количеству аварий, инцидентов с 2011 по 2022 гг. Все были по причине – коррозионного износа (транспортировка агрессивной среды).



38

Рисунок 2.4 - Данные по количеству аварий, инцидентов с 2011 по 2022

гг

Ниже представлены результаты по виду проведенных работ.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

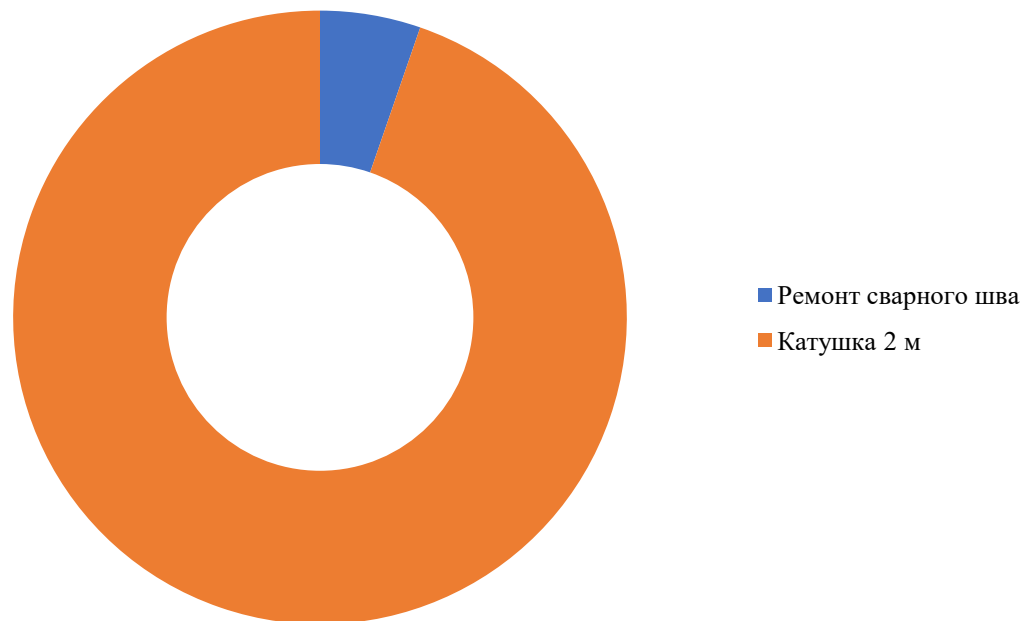


Рисунок 2.5 - Результаты по виду проведенных работ за аналогичный период, %

### 3. Выбор и обоснование метода ремонта Оценка технического состояния

#### 3.1 Обзор методов ремонта

Далеко не всегда возможно выполнить ремонт в объеме, который бы позволял считать трубопровод вновь пригодным к постоянной работе. Чаще всего это может быть связано с невозможностью срочной доставки оборудования, техники или материалов в ограниченное время, или в случае, когда планируется переделка участка трубопровода в свете новых задач. Таким образом, ремонт может быть временным или постоянным.

В ряде случаев есть смысл вначале провести временный ремонт, а затем

после надлежащей подготовки произвести ремонт постоянный. Временный

ремонт может производиться согласно специальной технологической карте с

применением различных элементов, которые бы остановили утечку из

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист	Листов
Разраб.						
Руковод.						
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела	
					Группа 3-2Б8А2	



нефтепровода без замены дефектной секции трубопровода (что является ремонтом постоянным или капитальным). При временном ремонте применяются пробки-заглушки, всевозможные уплотняющие элементы в виде хомутов, закрепляемые различными механическими способами и последующей их обваркой.

В случае, если течь происходит через одиночные отверстия-свищи, возможно применение так называемых пробок или чёпиков. Диаметр отверстий при этом не должен быть более 12 мм. Обнаруженные отверстия зашлифовываются и в них вставляются специальные металлические пробки, которые затем обвариваются. Расстояние между пробками не должно превышать 0.5 метра. В случае, если утечка происходит из редких отверстий или незаконных врезок в трубопровод, возможен ремонт путем приварки к основной трубе патрубков с заглушками.

*ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО  
СОСТОЯНИЯ И ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА ПРОМЫСЛОВОГО  
НЕФТЕПРОВОДА*

*Парфиров А. А.  
Гончаров Н.В.*

40 96

*Выбор и обоснование метода  
ремонта*

При повреждениях, которые имеют поперечный характер по отношению к оси трубы («по кольцу»), возможно использование различных муфт: необжимных; муфт с коническими переходами; так называемых галтельных муфт, имеющие специальную полость, заполняемую специальным материалом для предотвращения протечки нефти.

Временный ремонт предполагает использование нефтепровода в период не более одного месяца, в течении которого должна быть подготовлена вся инфраструктура для ремонта постоянного, связанного с вырезкой поврежденной секции нефтепровода и установки на его место нового сегмента. Все эти работы производятся только после прекращения перекачки нефти, уборки разлитой нефти, и других подготовительных работ.

Постоянные методы ремонта предполагают вырезку дефектного участка трубопровода и замену его на новый сегмент, приварку, а затем соответствующую изоляцию этого участка. Этот метод абсолютно необходим

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							

в случае появления в трубопроводе сквозной трещины, ее расхождения в сварном шве или в материале трубы, как в кольцевом, так и в продольном.

В каждом конкретном случае необходимо учитывать реальные условия, в которых произошла аварийная утечка нефти, возможность максимально быстро приступить к ее ликвидации и восстановлению, а также характер аварийно-восстановительных работ — они будут временные или сразу же постоянными. При этом они должны производиться в соответствии с существующими нормативными документами, законодательными актами, с учетом интересов собственников земли и соображениями сохранения окружающей среды.

Восстановление и качественный ремонт трубопроводной системы является важной задачей для эксплуатирующей организации, призванной обеспечить ее безопасное функционирование. На территории Российской Федерации насчитывается сотни тысяч километров труб различной функциональности и предназначения. В результате износа, технических инцидентов и аварий, а также внешнего и внутреннего воздействия на производственном объекте появляются отдельные участки, которые теряют свои потребительские качества и требуют оперативного вмешательства. Это может быть способ, использующийся не один десяток лет в нефтяной промышленности. Он предполагает удаление поврежденного участка трубы и установку вместо него так называемой «катушки». Для того, чтобы осуществить это процедуру необходимо выполнить следующие этапы работ:

- полностью остановить движение по нефтепроводу;
- убрать содержимое трубопровода специальными откачивающими приспособлениями;
- провести тщательную санацию внутренней поверхности трубы, в том числе очистить от взрывопожароопасных веществ;
- установить герметизаторы, изолировав участок трубы от сварного участка;
- прочие технологические действия.

*Выбор и обоснование метода ремонта*

41

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Этот способ имеет неоспоримое преимущество – он позволяет после его завершения полностью восстановить технологическую операцию на заменяемом участке. Но при его применении существуют и серьезные недостатки, которые зачастую перевешивают достоинства. К ним можно отнести:

- потери финансового характера (в том числе самого продукта);
- существенные капитальные затраты;
- увеличение вероятности угрозы окружающей среде;
- возникновение новых напряженных участков.

Но, существуют методы ремонта поврежденных участков трубы без их вырезки (без использования сварочных работ) и остановки технологического процесса – это проведение зачищающих и шлифовальных процедур на поверхности объекта, которые используются только при наличии повреждения, не превышающего десятую часть от его объема (толщины), и использование стеклопластиков высокой прочности.

Но, при попытке реализации ~~эффективных методов ремонта труб,~~  
*выбор и обоснование метода ремонта* возникла проблема несовершенства нормативных регламентов, правил и рекомендаций, регулирующих восстановление поврежденных частей труб, разработанных в далекие 80-е годы прошлого столетия. В них предусматривалось, например, заварка коррозионных участков на поверхности трубы без остановки технологического цикла, формирование бандажных накладок на места протечек, дефектных соединений (швов) и поврежденных участков, вырезка части трубы и установка «катушки», а также проведение ремонта, осуществляемого посредством использования разнообразных пробок, хомутов, установленных на местах протекания и заплаток с обваркой по ее границе. Кроме того, эти документы разрешали использование муфт при ликвидации свищей, сварных швов (дефектных) и трещин.

Но, сегодня специалисты утверждают, что те же хомуты или заплатки на поврежденные участки труб эффективны только в случае стабильного (без резких перепадов) незначительного давления в трубе, что гарантированно

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

обеспечить зачастую невозможно. Технология монтажа муфт также несовершенна, например, в случаях предаварийных ситуаций.

В конце прошлого столетия в нефтяной отрасли появились новые методики, альтернативные вырезке дефектного участка трубы и остановки технологического цикла. Их условно можно разделить на две группы:

1. Шлифовальные и зачищающие работы на дефектной части трубы, наплавка на коррозионных участках и других повреждений, а также установка усилительных муфт или заплат посредством наварки. Внутреннее давление в трубе, в этом случае, не должно превышать 3,5 МПа

2. Использование стеклопластика высокой прочности и других, аналогичных по свойствам, композиционных материалов. Их применяют для процедуры установки бандажа при атмосферном давлении, не превышающем 3,0 Мпа.

Преимущество пластика заключается, прежде всего, в том, что существует реальная возможность контроля качества на протяжении участка трубы. Процесс бандажирования осуществляется посредством ленты, проволоки или колец из стали. Эффективность метода доказана экспериментально. Специалисты давно обратили внимание, что на бандажированных подобных образом участках, разрушительные процессы прекращались или локализовались.

Специальные научные структурные подразделения, в частности ИПТЭР (Институт Проблем Транспорта Энергоресурсов) создали специальную документацию по использованию высокопрочных стеклопластиков при ремонте поврежденных частей нефтепроводов. Но, изначально, ими были проведены исследования физических и химических свойств материала, доказавшие эффективность его использования в практических (в соответствии с ТЗ) целях. Также, испытания показали, что в случае строгого соблюдения соответствующих конструктивных и технологических показателей, материал в состоянии обеспечить безопасную эксплуатацию ранее поврежденной части трубы, причем при сохранении нормативного давления. Подобная технология

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

применяется на нефтепроводах, где потеря несущей способности составляет не более 60%.

Этот метод постоянно совершенствовался. Уже существуют бандажные элементы из специального клея, которые скомплектованы армированной стеклотканью. Также есть специальные намоточные конструкции, в которых используется лента, проволока и эпоксидная проклейка.

Анализ многочисленных зарубежных вариантов показал, что наиболее соответствующей требованиям отечественной нефтяной отрасли технологией является композитно-муфтовая (КМТ). Это английская разработка, основанная на применении стальных муфт. Они используются без приварки и устанавливаются с зазором кольцевого типа, заполняемым композитным материалом, который затвердевает и обеспечивает соответствующую безопасность поврежденному участку трубопроводной сети.

Методика современного ремонта построена не только на полном восстановлении проектных характеристик трубопроводов, но и на устранении дефектов, которые могут спровоцировать разрушение трубопроводов или нарушить их герметичность. Определение очередности и объемов выборочного ремонта зависит от внутритрубной диагностики снарядами «Калипер» для аттестации геометрической целостности трубопровода (наличие недопустимой овальности, вмятин и др.). Затем с помощью магнитных или ультразвуковых снарядов выявляются коррозионные повреждения, металлургические дефекты труб и дефекты в сварных соединениях.

В соответствии с американским стандартом ASME B316 или предложенными научно-техническим центром АК «Транснефть» - «Дискан» и ПО «Спецнефтегаз» расчетными методиками определяются уровень допустимых дефектов и их ранжирование. При этом для коррозионных повреждений (питинги, общая коррозия) основой являются потери металла по площади и глубине.

Выбор и обоснование метода ремонта

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист

Для подтверждения достоверности определения наиболее опасных дефектов внутритрубными снарядами трубопровод вскрывается шурфами.

В последнее время поврежденные трубопроводы ремонтируются с применением муфтовой технологии, разработанной фирмами «British Gas» (Великобритания) и «Clock Spring» (США). Однако применение таких устройств и технологий возможно только для ремонта отдельных серьезных дефектов, например замена вырезки дефектных мест.

Интерес для выполнения различных видов ремонта, в том числе и массового, представляет использование композитных материалов.

Природа взаимодействия полимеров с частицами измельченных металлов состоит в обволакивании их полимерами, которые образуют сложные полимерные цепи, обеспечивая высокую адгезию композитов.

Нанося пастообразные композиты на металлы, пластмассы, керамические изделия, за счет адгезивных свойств удается герметизировать повреждения, нарастить изношенный металл, ликвидировать коррозионные и эрозионные дефекты. После отвердевания высоконаполненные композиты приобретают основные свойства металлов — цвет, структуру, возможность механической обработки — шлифовки, фрезеровки, сверления, полирования, нанесения различных покрытий. При этом материалы приобретают новые качества, главное из которых — антикоррозионное свойство.

Успешно использовались композитные материалы на газовых объектах. На Острогожской КС таким способом были ликвидированы 30 свищей в зимних условиях при снижении давления до 0,4 МПа. «Сургутнефтегаз» использовал композитные материалы при ликвидации свищей на узлах замера без остановки работы в течение полутора часов.

Еще более впечатляющие результаты могут быть достигнуты при ремонте несквозных повреждений. Для этих целей могут использоваться более дешевые материалы типа «Стандарт».

Для нанесения композитов требуется элементарная подготовка поверхности металла. Холодное наложение композитов позволяет выполнять

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

работы на действующих трубопроводах в условиях полной пожаровзрывобезопасности. Нанесенные композиты не подвержены коррозии. При отверждении композитных материалов в нанесенной ремонтной массе не возникает внутренних напряжений. Простота и технологичность ремонтов позволяют проводить их сразу после обнаружения дефектов и вскрытия трубопроводов.

Для применения метода замены катушек, Заказчику необходимо провести следующие мероприятия:

- Проведение земляных работ (обустройство ремонтного котлована, устройство амбара для размещения откачиваемой нефти из нефтепровода и т.д.);
- Врезка вантузов в нефтепровод для его освобождения от нефти и ее закачке обратно после ремонтных работ;
- Остановка перекачки нефти по нефтепроводу и отключение участка;
- Откачка нефти из отключенного участка нефтепровода: в параллельный нефтепровод, в резервуары <sup>Выбор и обоснование метода ремонта</sup> НПС, в передвижные емкости, в 45 сборно-разборные резервуары и резинотканевые резервуары, в земляные амбары;
- Вырезка деталей или заменяемого участка безогневым методом или с использованием энергии взрыва;
- Герметизация внутренней полости трубопровода;
- Сварочно-монтажные работы по врезке новой катушки и контроль качества сварных соединений;
- Открытие задвижек, выпуск воздуха и заполнение нефтепровода нефтью;
- Изоляция врезанной катушки и засыпка ремонтного котлована.
- Рекультивация земель на месте проведения ремонтных работ и земляного амбара.

Технология композитно-муфтового ремонта предназначена для ремонта магистральных трубопроводов со следующими характеристиками:

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

- наружный диаметр труб от 219 мм до 1420 мм;
- толщина стенок труб от 4 мм до 29 мм;
- внутреннее давление до 14 МПа;
- режим работы – циклический, с количеством циклов нагружения внутренним давлением до 360 циклов/год;

- температура перекачиваемого продукта на участке, отремонтированном композитно-муфтовой ремонтной конструкцией, от минус 2° С до плюс 60° С;

- сваренные электросваркой из прямошовных, спиральношовных и бесшовных труб;

- ремонтные работы проводятся при температуре окружающего воздуха от минус 30оС до плюс 40оС, при этом операция заполнения муфты композитным составом выполняется при температуре от плюс 4° С до плюс 40° С. Для обеспечения требуемого диапазона температур над местом ремонта устанавливается обогреваемое защитное укрытие палаточного типа.

*Выбор и обоснование метода ремонта*

47

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

Решение о применение композитно-муфтовой технологии ремонта магистральных трубопроводов, принимается Заказчиком по результатам внутритрубнои или внешней диагностики трубопроводов.

### **3.2 Обоснование метода ремонта в соответствии с требованиями НТД по результатам диагностики**

Замена участка нефтепровода сопровождается длинным списком вспомогательных работ, таких как планировка площадки, снятие

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



изоляционного покрытия, сварочно-монтажные работы, контроль сварных швов, демонтаж непригодной секции трубы, земляные работы и т.д.

Технология врезки под давлением по технологии TDW делает возможным проведение работ по замене участка трубопровода, ремонту или замене запорной арматуры и прочего оборудования без остановки перекачки и без потери производительности. Перекрытие сечения нефтепровода находящегося под давлением производится посредством применения комплекса специального оборудования, в то время как перекачка продукта производится по временной байпасной линии. В сравнении с традиционным методом ремонта с остановкой перекачки, технология TDW дает огромные преимущества, в первую очередь от отсутствия простоя трубопровода и снижения вреда окружающей среде, вызываемого откачкой нефти из длинных участков трубы. Помимо того, технология ремонта без остановки перекачки является, фактически, единственно адекватной мерой при ремонте нефтепровода с большим объемом перекачки, так как на подобных объектах издержки от простоя трубопровода будут поистине колоссальны.

*Выбор и обоснование метода ремонта*

48

Комплекс подготовительных работ при замене участка трубы на магистральном нефтепроводе включает в себя:

- оформление нарядов-допусков на производство работ повышенной опасности. К работам повышенной опасности относятся работы, при выполнении которых в местах производства работ действуют или могут возникнуть, независимо от выполняемой работы, опасные производственные факторы.

Наряд-допуск является письменным разрешением на производство огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности, оформляется машинописным текстом отдельно на каждый вид работ и место их проведения, действителен в течение указанного в наряде-допуске срока, необходимого для выполнения объема работ, но не более 10 суток.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наряд-допуск может быть продлен на срок не более 3 суток, при этом общая суммарная продолжительность выполнения работ по одному наряду-допуску, с учетом его продления, не может превышать 10 суток;

- отвод территории для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства работ по монтажу и врезке;

- доставка на объект строительной техники, оборудования и строительных материалов. Перевозка и транспортировка грузоподъемных машин, автотракторной и строительной техники в охранной зоне нефтепровода к местам производства ремонтно-строительных работ и работ по техническому обслуживанию нефтепроводов должна выполняться по постоянным маршрутам и только по вдольтрассовым дорогам или оборудованным вдольтрассовым проездам;

- проведение обследования участка нефтепровода, где планируется выполнение ремонтных работ, в границах опасной зоны с целью выявления и устранения повреждений, представляющих опасность при проведении Выбор и обоснование метода ремонта 47 огневых работ. Перед проведением этих работ очищается поверхность трубы, находящейся под давлением от изоляции. Очистка производится только вручную, либо пескоструйными установками, скребками, щетками, либо другими инструментами безударного действия;

- контроль качества металла трубы в месте монтажа узла врезки;

- определение и разметка мелом на поверхности трубы места врезки и установки узлов врезки (фитингов, патрубков);

- для защиты от атмосферных осадков и ветра, места проведения работ по монтажу и установке оборудования должны находиться под навесом.

После проведения подготовительных работ необходимо приступить к выполнению операций по перекрытию с двух сторон и замене участка МН с организацией байпасной линии без остановки перекачки.

Врезка в действующий трубопровод с последующей установкой временной байпасной линии производится в несколько этапов, на каждом из которых применяется различное оборудование.

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							

Перечень основных машин и механизмов, которые требуются для производства ремонта, приведен в таблицах 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 – Потребность в основных машинах и механизмах

№ п/п	Наименование	Марка	Кол-во ед.
1	Кран-трубоукладчик	«Камацу»	1
2	Автокран	КС-3562А	1
3	Сварочный агрегат	АС-1	2
4	Центратор наружный, звеньевой	ЦЗ-530	4
5	Специальное оборудование для врезки и перекрытия полости нефтепровода под давлением	Поставка фирмы «TDW»	1
6	Откачивающая установка	ПНА-2	1
7	Агрегат наполнительный	АН - 261	1
8	Агрегат опрессовочный	АО-161	1
9	Передвижная электростанция	ДЭС-100	1
10	Водоотливной агрегат	АЦН-10	2
11	Трубовоз	ПВ-91	1
12	Автомобиль грузовой	ЗИЛ-130	1
13	Вахтовый автомобиль	Урал-375	1
14	Вагон-бытовка		1
15	Радиостанция	Выбор и обоснование метода ремонта	2

Таблица 3.2 – Оборудование и материалы для врезки под давлением, поставляемые TDW

п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
1	Фитинг «Stoppie» 32"x32" с фланцем LOR	шт.	2
2	Фитинг отводной 32"x28" с фланцем LOR	шт.	2
3	Машина для перекрытия сечения «Stoppie» (перекрывающее устройство с уплотнительным элементом под Ду 820 мм)	шт.	2
4	Машина ТМ1200 для сверления отверстий Ø 300...900 мм	шт.	1
5	Ручной сверлильный станок Т101b в комплекте со спиральным сверлом, адаптером, держателем заглушки TOR	шт.	1
6	Машина ТМ760 для сверления отверстий Ø 80...400 мм и комплект для установки пробки	шт.	1
7	Комплект инструмента и принадлежностей Ø 28" (фреза,	кмп.	1

	держатель фрезы, направляющее сверло, держатель заглушки LOR)		
8	Комплект инструмента и принадлежностей Ø 32" (фреза, держатель фрезы, направляющее сверло, держатель заглушки LOR)	кмп.	1
9	Заглушка LOR Ø 32" с ниппелем под приварку купона Ø 32" для стоппльного фитинга	шт.	2
10	Заглушка LOR Ø 28" с ниппелем под приварку купона Ø 28" для отводного фитинга	шт.	2
11	Глухой фланец фитинга в комплекте с крепежом и прокладкой Ø 32" для стоппльного фитинга	шт.	2
12	Глухой фланец фитинга в комплекте с крепежом и прокладкой Ø 28" для отводного фитинга	шт.	2
13	Задвижка Sandwich для: - стоппльного фитинга (Ø 32"); - отводного фитинга (Ø 28")	шт.	2 2
14	Патрубок TOR 2" в комплекте с заглушкой и глухим колпаком	Выбор и обоснование метода ремонта	
15	Ответный фланец FLANGE WN Ø 28"	шт.	2
16	Комплект оборудования МАВ для установки запорных камер в трубопровод	кмп.	2
17	Запорная камера (gasbag)	шт.	2
18	Гибкий шланг линии выравнивания давления Ø 50 мм (ANSI 600)	шт.	2
19	Гайковерт гидравлический	шт.	1

51

После проведения подготовительных работ необходимо приступить к выполнению операций по перекрытию с двух сторон и замене участка МН с организацией байпасной линии без остановки перекачки.

По результатам диагностики участка нефтепровода в местах приварки фитингов, которая включает в себя:

- определение или уточнение химического состава металла трубы по сертификату на трубы из паспорта трубопровода или неразрушающим

методом с помощью переносного прибора Spectroport (Германия), рентгеноспектральный микроанализ (при отсутствии данных в паспорте трубопровода);

- контроль качества металла трубы, замер толщины стенки на расстоянии 100мм по обе стороны окружности места приварки, наружного диаметра и овальности трубы. Используются ультразвуковые толщиномеры и дефектоскопы (тип УТ-93-П, УД2-12 и др.);

- определяем и размечаем мелом на поверхности трубы места приварки фитингов.

Также по результатам диагностики определить максимально допустимое рабочее давление ( $P_{\text{доп}}$ ) на участке нефтепровода при проведении работ при врезке под давлением.

При этом расчет допустимого рабочего давления, в месте, где производилась врезка фитингов, производится по формуле и не должен превышать максимально допустимое давление:

Выбор обоснование метода ремонта

$$P_{\text{доп}} = \frac{2 \cdot K \cdot K_1 \cdot G_T \cdot (q - c) \cdot 100}{D_H},$$

Где К – коэффициент, который учитывает категорию трубопровода. Для трубопровода категории II данный коэффициент равен 0,6;

$K_1$  – коэффициент сварного шва;

$G_T$  – предел текучести металла трубы, для материала исследуемого участка трубы принимаем  $G_T=47,0$  кгс/мм<sup>2</sup>;

q – фактическая толщина стенки трубы в месте приварки (по результатам замера принимаем данный показатель равным 11 мм);

c – поправочный коэффициент, учитывающий потерю прочности нагретого металла, принимаем равным 2,4 мм;

$D_H$  – наружный диаметр трубы в месте приварки (по результатам замера данный показатель равен 820 мм).

Определим  $P_{\text{доп}}$ , подставляя данные в формулу:

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

$$P_{\text{доп}} = \frac{2 \cdot 0,72 \cdot 0,83 \cdot 47 \cdot (11 - 2,4) \cdot 100}{820} = 59,15 \text{ кгс/см}^2$$

Во время работы давление в трубопроводе составляло 4,8 МПа < 5,8 МПа – условие выполнено.

Сварка и монтаж байпасной линии. Байпас проложить на поверхности земли.

Байпасная линия монтируется на фланцевые адаптеры с боковым отводом.

При использовании способа подсоединения байпаса и перекрытия полости нефтепровода через фланцевые адаптеры с боковым ответвлением на нефтепроводе после демонтажа байпаса вместо четырех тройников остаются два равнопроходных (стоппльных) тройника.

*Выбор и обоснование метода ремонта*

53

Врезку временного байпаса и перекрытие полости нефтепровода с использованием фланцевых адаптеров с боковым ответвлением выполняем с помощью вертикальной врезки перпендикулярно поверхности земли через плоские задвижки, установленные на фланцевых адаптерах, смонтированных на фланцах LOR ответвлений равнопроходных тройников.

Байпас подсоединяется параллельно поверхности земли к боковым ответвлениям фланцевых адаптеров через плоские задвижки, установленные на фланцах боковых ответвлений адаптеров. По окончании ремонтных работ байпас демонтируют.

За исключением порядка подключения байпасной линии, порядок работ идентичен порядку работ приведенному в предыдущем разделе.

Сборку и сварку труб в байпас производят. Сборку труб с производят с использованием центраторов. К временному байпасу с обоих его концов приваривают по одному инвентарному отводу с углом поворота 90° в направлении к месту врезки в нефтепровод.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Расстояние между тройниками для запорных устройств и местом выполнения огневой работы должно быть не менее 8 м.

Врезку байпаса и запорных устройств «Stoppie» производят в следующем порядке:

- на вертикальных ответвлениях равнопроходных (стопльных) тройников монтируют фланцевые адаптеры с боковым ответвлением;

- на вертикальном и боковом ответвлениях фланцевых адаптеров монтируют плоские задвижки;

- на машину для врезки монтируют адаптер и фрезу для вырезания равнопроходных отверстий;

- машину для врезки устанавливают на плоскую задвижку вертикального ответвления фланцевого адаптера, закрепляют шпильками;

- задвижку вертикального ответвления фланцевого адаптера открывают, задвижку бокового ответвления фланцевого адаптера оставляют закрытой, проводят проверку герметичности фланцевых соединений стыковочного узла и испытание тройника;

- вырезают отверстие в стенке нефтепровода, закрывают плоскую задвижку и демонтируют машину аналогично технологии описанной в предыдущем разделе;

- для монтажа трубной обвязки запорных устройств «Stoppie» на задвижку «Newman» перепускного патрубка устанавливают ручной сверлильный станок, вырезают отверстие в стенке трубы, закрывают задвижку «Newman» и демонтируют станок.

Аналогичную работу производят последовательно на другом конце участка, подлежащего ремонту.

Подсоединяют фланцы байпаса к плоским задвижкам боковых ответвлений адаптеров.

Открывают плоские задвижки боковых ответвлений фланцевых адаптеров и направляют поток нефти по байпасу для испытания и проверки

*Выбор и обоснование метода ремонта*

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

его на герметичность. По завершении испытания плоские задвижки фланцевых адаптеров закрывают.

Перекрытие полости нефтепровода производят в следующем порядке:

- на плоские задвижки вертикальных ответвлений фланцевых адаптеров установить запорные устройства «Stopples» одновременно или поочередно на обоих концах ремонтируемого участка;

- корпуса запорных устройств «Stopples» соединить с перепускными патрубками трубной обвязкой;

- плоские задвижки боковых ответвлений фланцевых адаптеров открыть и ввести в работу байпас;

- открыть плоскую задвижку вертикального ответвления фланцевого адаптера со вторым по направлению движения нефти запорным устройством и медленно ввести в полость трубы нефтепровода вторую по направлению движения нефти головку запорного устройства, контролируя величину перепада давления на головках запорных устройств «Stopples» и герметичность уплотняющих элементов на головках по манометрам, установленным на трубных обвязках выравнивания давления и корпусах запорных устройств;

- при стабилизации давления на перекрываемом участке после установки в рабочее положение второго по направлению движения нефти запорного устройства открыть плоскую задвижку вертикального ответвления фланцевого адаптера с первым по направлению движения нефти запорным устройством и медленно ввести в полость трубы первую по направлению движения нефти головку запорного устройства;

- участок трубы, подлежащий ремонту освободить от нефти.

После ремонта участка нефтепровода заварить технологические отверстия, вытеснить воздух из отремонтированного участка и выравнивают давление по обе стороны запорных головок каждого запорного устройства «Stopples» через перепускные патрубки трубной обвязки.

Вывести расположенную первой по направлению движения потока нефти запорную головку, затем вторую.

*Выбор и обоснование метода ремонта*

55

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



Провести испытание вваренного вновь построенного участка трубы под давлением нефти, равным допустимому рабочему при проведении ремонтных работ.

Демонтаж запорных устройств «Stoppie» и байпаса производится в следующем порядке:

- плоские задвижки перепускных патрубков закрыть, трубную обвязку между ними и корпусами запорных устройств «Stoppie» демонтировать;

- закрыть плоские задвижки Sandwich вертикальных ответвлений фланцевых адаптеров, освободить от нефти корпуса запорных устройств и демонтировать устройства «Stoppie»;

- закрыть плоские задвижки боковых ответвлений фланцевых адаптеров и демонтировать байпас.

Работы следует производить ~~одновременно на двух концах~~ Выбор и обоснование метода ремонта отремонтированного участка.

56

Монтаж пробок LOR, демонтаж плоских задвижек с вертикальных и боковых ответвлений фланцевых адаптеров, демонтаж двух фланцевых адаптеров и монтаж двух глухих фланцев на вертикальных ответвлениях равнопроходных (стопльных) тройников произвести в следующем порядке:

- закрепить на заглушке LOR вырезанный темплет для предотвращения застревания очистных устройств и дефектоскопов, предварительно очистив его от наплавленных прихваток;

- машину для врезки установить на горизонтальную плоскую задвижку Sandwich фланцевого адаптера, открыть плоскую задвижку, вытеснить воздух из адаптера машины, выровнять давление в адаптере машины, по обе стороны задвижки и в нефтепроводе;

- опустить заглушку LOR во фланец LOR равнопроходного (стопльного) тройника и установить её в стопорном кольце фланца, сегментами стопорного кольца фланца закрепить заглушку;

- задвинуть борштангу в адаптер машины, освободить адаптер от нефти, демонтировать машину, плоскую задвижку и фланцевый адаптер;

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

- установить глухой фланец с прокладкой на фланец LOR равнопроходного (стопльного) тройника и закрепить его болтами.

Аналогичные работы произвести последовательно на другом конце участка.

По завершении работ поднять давление на отремонтированном участке до уровня проходного рабочего давления нефтепровода, провести испытание отремонтированного участка проходным рабочим давлением.

Сварные швы приварки узлов врезки оформляют как гарантийные стыки.

Контроль качества сварных соединений проводят в два этапа:

- продольные швы – ультразвуковым методом;
- кольцевые швы – ультразвуковым и радиографическим методами.

*Выбор и обоснование метода ремонта*

#### 4. Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»

##### 4.1 Общие положения проведения работ

В состав работ, последовательно выполняемых при ремонте дефектов магистрального нефтепровода с вырезкой «катушки», входят:

- проведение подготовительных работ;
- подготовка линейных задвижек и проверка их на герметичность;
- остановка перекачки нефти по трубопроводу путем отключения насосных агрегатов НПС и перекрытия участка производства работ линейными или технологическими задвижками;
- врезка вантузов;
- освобождение от нефти ремонтируемого участка нефтепровода;

					- вырезка дефектной «катушки» безогневым методом;			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	- герметизация внутренней полости нефтепровода,			
Разраб					Лит.	Лист	Листов	
Руковод.					- вварка новой «катушки» и контроль качества сварных соединений;			
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2			

- открытие задвижек, выпуск воздуха и заполнение трубопровода нефтью;

- вывод трубопровода на необходимый режим работы, обеспечиваемый включением на НПС насосных агрегатов в определенной последовательности для достижения требуемой производительности.

На каждую указанную операцию, оформляется отдельный наряд-допуск.

Для ремонта дефектов магистрального нефтепровода с вырезкой «катушки» применяется:

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА

Парфиров А. А.

Технологический раздел по

- свариваемая катушка того же диаметра, той же толщины и марки стали, что и соединяемые трубы с припуском на вырезку «катушки» на 25-50 мм, длиной не менее 1,22 м, на катушке должен быть указан номер трубы, из которой она вырезана;

- вантузы 150-200 мм для откачки (закачки 100-150 мм) нефти и вантузы 50 мм для впуска (выпуска) воздуха изготовленные в соответствии с требованиями ТУ 1469-001-01297858-01;

- тройники и тройниковые соединения сварные;

- патрубки вантузов должны иметь сертификат на трубы, из которых они изготовлены и соответствовать техническим условиям ТУ 1469-001-01297858-01.

Технологической картой предусмотрено выполнение работ комплексным механизированным звеном в составе:

- машина безогневой резки труб 325-1420 мм, до 20 мм СМ-307;

- устройство для вырезки отверстий под давлением типа УВО 100-150 (max ход инструмента 65 мм);

- кран-трубоукладчик Komatsu D355C-3 (длина стрелы 8,56 м, максимальная грузоподъемность 92 т);

- сварочный агрегат типа АДД на базе передвижной электростанции ДЭС-60 и в качестве ведущего механизма.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

До начала производства работ по ремонту дефектов магистрального нефтепровода с вырезкой «катушки» необходимо провести комплекс организационно-технических мероприятий, в том числе:

- назначить лиц, ответственных за качественное и безопасное выполнение работ, а также их контроль и качество выполнения;
- провести инструктаж членов бригады по технике безопасности;
- доставить в зону производства работ необходимые машины, механизмы и инвентарь;
- разработать схемы и устроить временные подъездные пути для движения транспорта к месту производства работ;
- обеспечить связь для оперативного диспетчерского управления производством работ; 59
- установить временные инвентарные бытовые помещения для хранения строительных материалов, инструмента, инвентаря, обогрева рабочих, приёма пищи, сушки и хранения рабочей одежды, санузлов и т.п.;
- обеспечить рабочих инструментами и средствами индивидуальной защиты;
- подготовить места для складирования материалов, инвентаря и другого необходимого оборудования;
- обеспечить строительную площадку противопожарным инвентарем и средствами сигнализации;
- оградить зону проведения работ, вывесить предупредительные плакаты и знаки;
- промывка и проверка герметичности задвижек;
- отвести земли под амбары, котлованы, трассы временных коммуникаций, полевой городок;
- согласовать схемы расположения технических средств и временных сооружений в техническом коридоре;
- составить акт готовности объекта к производству работ;
- получить разрешения на производство работ у технадзора.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

#### 4.1 Подготовительные работы

При проведении ремонтных работ по врезке «катушки» подготовительные работы представляют собой:

- земляные работы;
- прокладка временных трубопроводов в случае возможности перекачки нефти из ремонтируемого участка в параллельный нефтепровод;
- сооружение полевого городка для ремонтного персонала;
- организация связи ремонтной бригады с диспетчером управления.

##### 4.1.1 Земляные работы

*Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»*

60

В состав земляных работ входят:

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

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							

- устройство амбара для размещения откачиваемой нефти из нефтепровода на ремонтируемом участке;

- засыпка ремонтного котлована, прямков;

- рекультивация земель на месте проведения ремонтных работ и сдача их землепользователям или землевладельцам с оформлением акта.

До начала земляных работ:

- уточняются и обозначаются знаками ось прохождения,

- фактическая глубина заложения ремонтируемого нефтепровода,

- места пересечений с подземными коммуникациями, искусственными и естественными препятствиями,

- вершины углов поворота.

Обозначение трассы производится <sup>Технологический раздел по ремонту дефектов</sup> в границах производства работ <sup>нефтепровода с вырезкой «катушки»</sup> (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 должны быть обозначены 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 должен быть установлен 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 2,0 м по горизонтали и 1,0 м по вертикали от коммуникаций, запрещается. Оставшийся грунт должен разрабатываться

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

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.

Земляные работы должны начинаться со снятия плодородного слоя грунта и перемещения его в отвал для временного хранения. Минимальная ширина полосы снятия плодородного слоя должна быть равна ширине котлована или амбара по верху плюс 0,5 м в каждую сторону, при толщине плодородного слоя менее 100 мм допускается вести земляные работы без его снятия.

*Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»*

62

#### 4.1.2 Обустройство ремонтного котлована

До начала работ по разработке ремонтного котлована необходимо определить место вскрытия трубопровода, уточнить размеры ремонтного котлована, 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 ремонтного котлована должны обеспечивать проведение работ по замене дефектного участка. Длина котлована определяется из расчета:

$$L = l + (2 - 3), \text{ м}$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Где  $l$  - длина заменяемого участка нефтепровода (м), но не менее диаметра нефтепровода, при этом расстояние от конца заменяемого участка до прилегающей торцевой стенки котлована должно быть не менее 1-1,5 м.

Ширина котлована определяется из условия обеспечения расстояния между трубой и стенками котлована не менее 1,5 м.

Разработка ремонтного котлована без откосов не допускается, при разработке котлована глубиной до 1,5 м должна быть обеспечена крутизна откосов не менее 1:0,25.

При разработке котлована глубиной 1,5 м и более крутизна откосов должна соответствовать величинам, указанным в таблице 4.1.

Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»

Таблица 4.1 - Допустимая крутизна откосов траншей и ремонтного котлована

Вид грунта	Глубина траншеи, котлована, м					
	до 1,5		1,5 3,0		3,0 5,0	
	Угол откоса	Уклон	Угол откоса	Уклон	Угол откоса	Уклон
Насыпной	56°	1:0,67	45°	1:1,00	38°	1:1,25
Песчаные и гравийные	63°	1:0,50	45°	1:1,00	45°	1:1,00
Супесь	76°	1:0,25	56°	1:0,67	50°	1:0,85
Суглинок	76°	1:0,25	63°	1:0,50	53°	1:0,75
Глина	76°	1:0,25	76°	1:0,25	63°	1:0,50
Лессовидный сухой	76°	1:0,25	63°	1:0,50	63°	1:0,50

Расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована должно быть не менее 0,6 м.

Отвал грунта, извлеченного из котлована, для предотвращения падения кусков грунта в котлован, должен находиться на расстоянии не менее 1,0 м от края котлована.

В случаях высокого уровня грунтовых воды, разработку ремонтного котлована необходимо осуществлять с понижением уровня воды способами

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист



открытого водоотлива, дренажа. Для водоотлива в котловане должен быть устроен приямок, размерами 1,0х1,0 м или дренажная канава сечением 1,0х0,5 м, закрываемые настилом, металлической или деревянной решеткой. Решетка должна иметь размеры ячеек, обеспечивающие безопасные условия при выполнении ремонтных работ в котловане. Ремонтный котлован подготавливается по мере откачки и понижения уровня грунтовых вод.

Для возможности спуска и быстрого выхода работающих, котлован должен оснащаться инвентарными приставными лестницами, шириной не менее 75 см и длиной не менее 1,25 глубины котлована, из расчета по 2 лестницы на каждую сторону торца котлована. Котлован должен иметь освещение для работы в ночное время, светильники должны быть во взрывозащищенном исполнении.

*Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»*

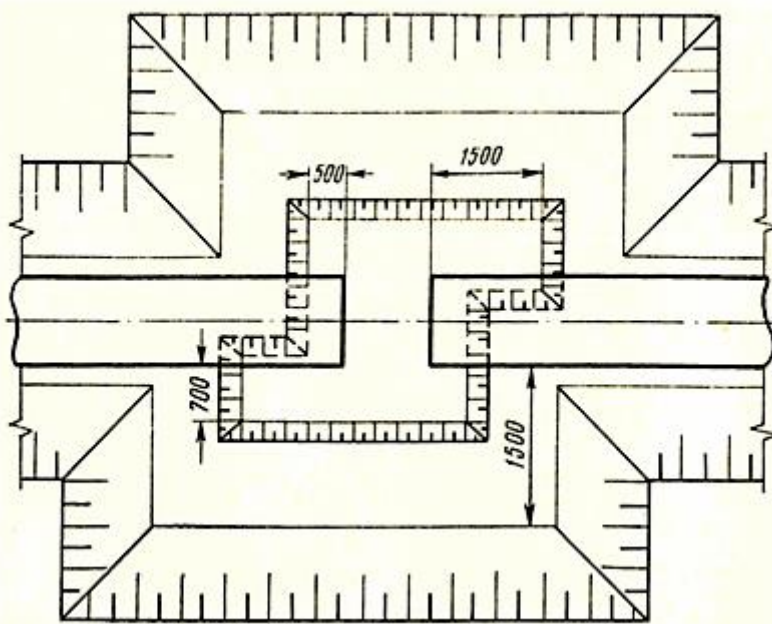


Рисунок 4.1 - Схема ремонтного котлована для монтажа катушки

#### 4.2 Работы по врезке «катушки»

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Подготовка участка трубопровода для врезки «катушки» производится в следующей последовательности:

- врезка вантузов в трубопровод для опорожнения ремонтируемого участка от нефти;
- промывка линейных задвижек и проверка их герметичности;
- остановка перекачки нефти по трубопроводу;
- откачка нефти из освобождаемого участка нефтепровода;
- удаление дефектного участка МН, методом безогневой резки;
- герметизация торцов ремонтируемого трубопровода глиняными тампонами или герметизаторами; *Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»*
- сверление на расстоянии 30 м от тампонов технологических отверстий со всех сторон ремонтируемого участка для отвода избыточного давления газа и контроля за уровнем нефти;
- сверление контрольных отверстий для отбора анализа воздуха перед тампонами и герметизаторами на расстоянии 100-150 мм от их торцов;
- дегазация ремонтного котлована и контроль загазованности воздушной среды;
- определение соосности стыкуемых участков трубопроводов.

65

#### 4.2.1 Врезка вантузов в нефтепровод

При врезке вантуза в нефтепровод обеспечивается проведение следующих работ:

- 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.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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. Контроль сварочных швов приварки патрубка к трубопроводу, приварки воротника к патрубку и ~~трубке~~ осуществляется последовательно. Контроль качества кольцевых угловых швов ~~должен выполняться~~ методами <sup>нефтепровода с вырезкой «катушки»</sup> ультразвуковой дефектоскопии в соответствии с требованиями и цветной дефектоскопии.

66

#### 4.2.2 Вырезка отверстия

Вырезка отверстий производится с применением специальных приспособлений.

К ним предъявляется ряд требований:

- возможность работать при давлении от 6,3 МПа;
- приспособление должно быть оснащено инструкцией по эксплуатации;
- в обязательно порядке наличие инструкции завода, который изготовил данное приспособление;
- приспособление должно быть разрешено к применению Ростехнадзором.

Обязательным требованием к его оснащению является наличие устройства, которое предотвращает падение в полость трубопровода части, которая была вырезана.

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

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

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

Отверстие в трубопроводе вырезается при сохранении давления в рамках характеристик по паспорту, но не более 2,5 МПа.

Технология работ после вырезки отверстия:

- вывести шток приспособления из полости трубопровода за запорный орган задвижки,
- задвижку закрыть,
- сбросить давление из корпуса устройства и удалить дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»
- установить на вантузную задвижку ответный фланец с эллиптической заглушкой.

67

Установленная заглушка демонтируется при обвязке насосного агрегата или монтаже воздухопускного трубопровода.

### 4.2.3 Откачка нефти

Отключенный участок трубопровода необходимо избавить от нефти.

Это осуществляется после того, как остановлена перекачка и линейный задвижки перекрываются.

Данная операция осуществляется с помощью насосных агрегатов, которые разрешены Госгортехнадзором России для выполнения данной операции.

Обязательным требованием к таким агрегатам является наличие обратных клапанов и отсекающих задвижек.

Откачка нефти из ремонтируемого участка производится в параллельный нефтепровод.

В нефтепровод, который освобождается от нефти, производится впуск воздуха за счет открытия уже имеющихся или за счет врезки новых вантузов на участках с максимально высокими геодезическими отметками.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Не должно быть вакуума в нефтепроводе после проведения освобождения от нефти.

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

#### **4.2.4 Откачка нефти из отключенного участка в параллельный нефтепровод**

*Технологический раздел по ремонту дефектов  
нефтепровода с вырезкой «катушки»*

68

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 Ду 150. Вантуз Ду 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, Ду 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.

#### **4.2.5 Вырезка «катушки»**

Перед началом работ по вырезке должен быть оформлен наряд-допуск, должны быть отключены станции катодной и дренажной защиты

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

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  $2 \times 2$  м, в количестве 2 шт.

Длина вырезаемого участка <sup>технически раздел по ремонту дефектов</sup> нефтепровода с вырезкой «катушки» <sup>нефтепровода с вырезкой «катушки»</sup> должна быть больше 69 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  $16 \text{ мм}^2$ , или из стального прутка (полосы), сечением не менее  $25 \text{ мм}^2$ . 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.

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.

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.

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;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

- 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;

*Технологический раздел по ремонту дефектов  
нефтепровода с вырезкой «катушки»*

- 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 труборезов, поддержке и удалению вырезаемых деталей выполнять с помощью грузоподъемных механизмов в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

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.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

## 4.2.6 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.

*Технологический раздел по ремонту дефектов*

Внутренняя полость трубопровода <sup>нефтепровода с вырезкой «катушки»</sup> линейной части магистральных трубопроводов Ду 400 мм и более должна перекрываться герметизаторами из резинокордной оболочки типа «Кайман».

71

Герметизаторы «Кайман» предназначены для временного перекрытия внутренней полости трубопровода, опорожненного от нефти, нефтепродуктов или газа с целью предотвращения выхода горючих газов при ремонтно-восстановительных работах, выполняемых методом вырезки катушки. Установка герметизаторов осуществляется через открытые концы трубы после вырезки арматуры, катушки или дефектного участка трубопровода.

Герметизаторы удаляются с места проведения ремонтных работ после их окончания потоком перекачиваемого нефтепродукта до камер приемапуска 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.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



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.

Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»

При врезке деталей на месте выполнения работ должно быть не менее 2-х резервных герметизаторов на каждый диаметр ремонтируемого трубопровода. Для контроля прохождения герметизаторов по нефтепроводу должны быть определены контрольные пункты, по которым определяется время прохождения и их фактическая скорость движения.

#### 4.2.7 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.

#### 4.2.8 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 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

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

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.

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.

#### 4.2.9 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;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

- подлежащие ремонту дефекты на участках сварного стыка, которые исправляются с применением огневых работ (вышлифовка, подварка, резки) ремонтируются с соблюдением мер безопасности. Ремонт стыков установкой муфт не допускается. До начала работ по устранению дефектов в сварном стыке обеспечить контроль газовой среды через просверленные отверстия диаметром 8...12 мм. Максимальная концентрация паров нефти в «катушке», при которой допускается ведение огневых работ по ремонту дефекта, составляет 2,1 г/м<sup>3</sup> или 0,07 % по объему. При увеличении указанных значений огневые работы не допускаются и должны быть немедленно прекращены.

#### 4.2.10 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 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.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

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

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.

#### 4.2.11 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.

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 проводится минеральным грунтом из отвалов, находящихся с одной или с обеих сторон котлована.

Засыпка нефтепровода должна выполняться с образованием валика высотой до 20 см. По ширине валик должен перекрывать земляное сооружение

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

(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.

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

**5. Расчет нефтепровода на прочность** технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»

При выполнении ремонтных работа по технологии TDW на прочность должны быть рассчитаны конструктивные элементы.

Основной применяемый конструктивный элемент – это фланцевый адаптер. Он должен быть проверен на внутреннее давление транспортируемой жидкости – нефти и веса конструкции машины для врезки и перекрытия трубопровода.

Фитинг «Stoppie» фирмы TDW представляет собой муфтовый разрезной тройник. Необходимо провести расчет толщины стенки усиливающей муфты фитинга «Stoppie» 32".

Определим минимальную толщину стенки усиливающей муфты:

$$\delta_y \geq k_{PT} \cdot \frac{R_{TP}^H}{R_y^H} \cdot \delta_{TP}$$

Где  $\delta_{TP}$  – толщина стенки трубы в месте ремонта, мм;

$\delta_y$  - толщина стенки усиливающей муфты фитинга, мм;

$R_{TP}^H$  - нормативное временное сопротивление трубы, МПа;

$R_y^H$  - нормативное временное сопротивление металла усиливающей муфты, МПа;

$k_{PT}$  - коэффициент, учитывающий наличие внутреннего давления между усиливающей муфтой и основной трубой:

$$k_{PT} = 1,5 \text{ при } \frac{D_{патр}^H}{D_{TP}^H} \leq 0,475$$

$$k_{PT} = 2 \text{ при } \frac{D_{патр}^H}{D_{TP}^H} > 0,475$$

Где  $D_{TP}^H$  – наружный диаметр основной трубы, мм;

		$D_{патр}^H$ - наружный диаметр патрубка, мм.		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб				
Руковод.				
Рук-ль ООП		Игорь Сергеевич Чухарева А.В.		
Расчет нефтепровода на прочность				
ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА				
Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2				

Материал фитинга – сталь P355NL1 с нормативным временным сопротивлением 490 МПа. Материал нефтепровода – сталь 09Г2ФБ с нормативным временным сопротивлением 550 МПа.

Определим исходные данные:

$$\delta_{\text{тр}} = 11 \text{ мм};$$

$$R_{\text{тр}}^{\text{н}} = 550 \text{ МПа};$$

$$R_{\text{у}}^{\text{н}} = 490 \text{ МПа};$$

$$D_{\text{тр}}^{\text{н}} = 820 \text{ мм};$$

$$D_{\text{патр}}^{\text{н}} = 874 \text{ мм}.$$

Найдем коэффициент, связанный с внутренним давлением:

$$\frac{D_{\text{патр}}^{\text{н}}}{D_{\text{тр}}^{\text{н}}} = \frac{874}{820} = 1,066$$

Значит,  $k_{\text{рТ}}=2$ .

$$\delta_{\text{у}} \geq 2 \frac{550}{490} 11 \geq 25 \text{ мм}$$

Толщина стенки усиливающей муфты фитинга составляет 50 мм. Значит, фитинг удовлетворяет условию прочности по толщине стенки усиливающей муфты.

На следующем этапе определим минимальную толщину стенки патрубка разрезного тройника.

Основное условие:

$$\frac{\delta_{\text{патр}}}{\delta_{\text{тр}}} \geq \frac{R_{\text{тр}}^{\text{н}}}{R_{\text{патр}}^{\text{н}}} \left( A + B \frac{D_{\text{патр}}^{\text{н}}}{D_{\text{тр}}^{\text{н}}} \right),$$

Где  $\delta_{\text{патр}}$  – толщина стенки патрубка фитинга, мм;

$R_{\text{патр}}^{\text{н}}$  - нормативное временное сопротивление металла патрубка, МПа;

A, B – коэффициенты, учитывающие наличие внутреннего давления.

$$A=0,4, B=1,273 \text{ при } \frac{D_{\text{патр}}^{\text{н}}}{D_{\text{тр}}^{\text{н}}} \leq 0,475$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$A=-0,0215$ ,  $B=2,612$  при  $\frac{D_{\text{патр}}^H}{D_{\text{тр}}^H} > 0,475$

Найдем коэффициенты А и В:

$$\frac{D_{\text{патр}}^H}{D_{\text{тр}}^H} = \frac{874}{820} = 1,066 > 0,475$$

79

Отсюда, принимаем  $A=-0,215$  и  $B=2,612$

Далее определим минимальную толщину стенки патрубка разрезного тройника:

$$\frac{\delta_{\text{патр}}}{11} \geq \frac{550}{490} \left( -0,214 + 2,612 \frac{874}{820} \right)$$

$$\frac{\delta_{\text{патр}}}{11} \geq 2,57$$

$$\delta_{\text{патр}} \geq 28,3$$

Толщина стенки патрубка фитинга составляет 40 мм, что больше расчетного значения.

Таким образом, тройник TDW удовлетворяет условию прочности по толщине стенки усиливающей муфты и патрубка.

Устойчивость к воздействию нефти и машины для врезки:

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}$$

Где  $\sigma_1$  – меридиональное напряжение, МПа;

$\sigma_2$  – кольцевое напряжение, МПа;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы стенки патрубка;

$\gamma_n$  – коэффициент, учитывающий уровень ответственности;

$R_y$  – расчетное сопротивление материала, МПа.

Определим расчетное сопротивление материала:

$$R_y = \frac{R_{\text{уп}} \cdot \gamma_c \cdot \gamma_t}{\gamma_m \cdot \gamma_n}$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



где  $R_{yn}$  – нормативный предел текучести, МПа;

$\gamma_t$  – коэффициент, учитывающий температуру эксплуатации;

$\gamma_n$  – коэффициент, учитывающий уровень ответственности;

*Расчет нефтепровода на прочность*

$\gamma_T$  – коэффициент надежности по материалу.

$$R_y = \frac{345 \cdot 1,2 \cdot 1}{1,1 \cdot 1,05} = 358,44 \text{ МПа}$$

Определим меридиональное напряжение:

$$\sigma_1 = \frac{1,05 \cdot g \cdot (m_M + m_a)}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot \delta_{\text{патр}}},$$

где  $m_M$  – масса машины для врезок, кг;

$m_a$  – масс фланцевого адаптера, кг;

$r$  – внешний радиус патрубка, м.

$$\sigma_1 = \frac{1,05 \cdot 9,81 \cdot (2450 + 2480)}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,437 \cdot 0,04} = 0,487 \text{ МПа}$$

Определим кольцевые напряжения:

$$\sigma_2 = \frac{P_{\text{доп}} \cdot D_{\text{патр}}^n}{2 \cdot \delta_{\text{патр}}} = \frac{5,915 \cdot 0,874}{2 \cdot 0,04} = 64,62 \text{ МПа}$$

Проверим патрубок на соответствие условию:

$$\sqrt{0,487^2 - 0,487 \cdot 64,62 + 64,62^2} \leq \frac{358,44 \cdot 1,2}{1,05}$$

$$64,4 \text{ МПа} \leq 409,6 \text{ МПа}$$

Условие выполняется, фитинг можно использовать.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



Таблица 6.1 - Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерий	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>
<b>Технические критерии оценки</b>					
Повышение производительности труда	0,08	5	5	0,3	0,3
Удобство в эксплуатации	0,07	5	5	0,3	0,3
Промехоустойчивость	0,07	4	3	0,2	0,15
Энергосбережение	0,08	5	4	0,4	0,35
Надёжность	0,09	5	5	0,45	0,45
Уровень шума	0,08	5	5	0,4	0,3
Возможность подключения к ЭВМ	0,08	5	5	0,35	0,35
<b>Экономические аспекты критерий для оценки эффективности</b>					
Цена	0,08	5	5	0,35	0,4
Срок эксплуатации	0,09	5	5	0,4	0,4
Обслуживание после продажи	0,07	4	4	0,35	0,4
Сертификация	0,03	5	5	0,4	0,4
Конкурентоспособность продукта	0,08	5	3	0,25	0,2
Итого	1	58	54	4,55	4

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i$$

Где K – конкурентоспособность научной разработки;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -того показателя.

Таким образом, по результатам расчетов по оценочной карте, делаем вывод, что фланцевый адаптер является более подходящим вариантом для ремонта трубопровода.

## 6.2 Планирование НИ работ

### 6.2.1 Структура работ в рамках НИ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист

В данной работе команда проекта состоит из двух участников: студента и инженера. Планирование задач обеспечивает разделение обязанностей между участниками проекта, ~~подает~~ <sup>определяет</sup> ~~использование~~ <sup>выявление</sup> ~~ресурсы~~ <sup>рабочей, ресурсы</sup> ~~работников~~ <sup>и ресурсосбережение</sup> и гарантирует выполнение проекта в установленные сроки.

Таблица 6.2 - Распределение среди исполнителей и этапы работ

Этапы	№	Основные цели работ	Должность
Разработка ТЗ	1	Формирование и согласование ТЗ	Студент
Разработка документов для НИ	2	Изучение регламентирующей технической документации и сбор основных данных	Ведущий инженер
	3	Планирование работ по проекту в соответствии с календарем	Студент
Теоретические и экспериментальные расчеты	4	Выявление и расчет ключевых параметров ремонтных работа	Ведущий инженер
	5	Разработка предложений по модернизации насосных установок	Ведущий инженер
Оценка полученных результатов	6	Сравнение результатов вычислений с исходными показателями	Ведущий инженер
	7	Анализ результатов исследований	Студент, ведущий инженер
Составление отчета	8	Составление экспликации	Ведущий инженер

### 6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для определения прогнозируемого (среднего) значения трудозатрат используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{\min i} + 2 \cdot t_{\max i}}{5}$$

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

84

где

$t_{\min i}$  – прогнозируемая трудозатраты на выполнение  $i$ -й работы, чел.-дн.;

$t_{\min i}$  – наименьшие возможные трудозатраты на выполнение заданной  $i$ -й работы (оптимистическая оценка: при наилучшем сочетании обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$  – наибольшие возможные трудозатраты на выполнение заданной  $i$ -й работы (пессимистическая оценка: при наихудшем сочетании обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из прогнозируемых трудозатрат, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где

$T_{pi}$  – продолжительность  $i$ -й работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$  – прогнозируемая трудозатраты на выполнение  $i$ -й работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  – количество исполнителей, одновременно выполняющих одну и ту же работу на  $i$ -м этапе, чел.

### 6.3 Оценка бюджета на научно-технологическую разработку

#### 6.3.1 Определение материальных расходов для научно-технического исследования

Материальные расходы, требуемые для данной разработки, записываются в таблицу 6.2.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Таблица 5.2 - Материальные расходы

Наименование	Единицы измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Затраты на материалы, руб.
Бумага для принтера формата А4	упаковка	1	338	338
Ручка шариковая, синяя	штука	3	35	70
Картридж для принтера	штука	1	1490	1490
Итого				1898

### 6.3.2 Зарботная плата

Зарботная плата состоит из основной и дополнительных зарботных плат:

$$V_{зп} = V_{доп} + V_{осн}$$

Дополнительная зарботная плата составляет 15-20 % от основной зарботной платы.

$V_{осн}$  находится по формуле:

$$V_{осн} = V_{дн} \cdot T_p$$

Где

$V_{дн}$  - среднедневная оплата, руб.;

$T_p$  – длительность работ, раб.дн.

$$V_{дн} = \frac{V_m \cdot M}{\Phi_m}$$

Где

$V_m$  - месячный должностной оклад сотрудника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года.;

$\Phi_m$  - фактический годовой фонд рабочего времени участников проекта, рабочие дни.

Месячный должностной оклад сотрудника:

$$V_M = V_{TC} \cdot (1 + K_D + K_{PR}) \cdot K_{PI}$$

Где  $V_{TC}$  – зарплата согласно тарифной ставке, руб.;

$K_{PR}$  – премиальный коэффициент, составляющий 0,3 (30% от  $V_{TC}$ );

$K_D$  – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

$K_{PI}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

86

### 6.3.3 Дополнительная оплата труда участников исследования

Расходы на дополнительную оплату труда участников проекта учитывают размер доплат, предусмотренных Трудовым кодексом РФ за отклонение от стандартных условий труда, а также выплаты, связанные с предоставлением гарантий и компенсаций.

Дополнительная оплата труда:

$$V_D = K_D \cdot V_{OCH}$$

Где  $K_D$  – коэффициент заработной платы, который равен 0,18.

Расчет заработной платы для студента:

$$V_M = 39300 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 76635 \text{ руб.}$$

$$V_{DH} = \frac{76635 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 3153,7 \text{ руб.}$$

$$V_{OCH} = 3153,7 \cdot 6,6 = 20814,4 \text{ руб.}$$

$$V_D = 20814,4 \cdot 0,18 = 3746,6 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера:

$$V_M = 26200 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 51090 \text{ руб.}$$

$$V_{DH} = \frac{51090 \cdot 10}{365 - 117 - 28} = 2322,7 \text{ руб.}$$

$$V_{OCH} = 2322,7 \cdot 34,3 = 79668,7 \text{ руб.}$$

$$V_D = 79668,7 \cdot 0,18 = 14340,3 \text{ руб.}$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Таблица 6.3 - Расчет заработной платы, элемент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

	В <sub>тс</sub> , руб	К <sub>пр</sub>	К <sub>д</sub>	К <sub>п</sub>	В <sub>м</sub> , руб.	В <sub>дн</sub> , руб	Т <sub>п</sub> , руб	В <sub>осн</sub> , руб	К <sub>доп</sub> , руб	В <sub>доп</sub> , руб	Итого, руб.
Инженер	26200	0,3	0,2	1,3	51090	3153,7	34,3	79668,7	0,18	14340,3	94009
Студент	39300				76635	2322,7	6,6	20814,4		3746,6	24561

### 6.3.4 Выплаты во внебюджетные фонды

Выплаты во внебюджетные фонды включают в себя установленные законами Российской Федерации ставки взносов на государственное социальное страхование (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС) от суммы оплаты труда сотрудников.

Сумма взносов во внебюджетные фонды:

$$V_{\text{вн}} = k_{\text{вн}} \cdot (V_{\text{доп}} + V_{\text{осн}})$$

Где  $k_{\text{вн}}$  - Коэффициент взносов во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и т.д.).

Значение коэффициента взносов во внебюджетные фонды принимается равным 30%.

В таблице 6.4 представлены результаты расчета взносов во внебюджетные фонды для всех участников проекта.

Таблица 6.4 - Взносы во внебюджетные фонды

Исполнитель	Дополнительная заработная плата, руб.	Основная заработная плата, руб.
Инженер	14340,3	79668,7
Студент	3746,6	20814,4
Коэффициент взносов во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Инженер	28202,7	
Руководитель	7368,3	



### 6.3.5 Накладные расходы

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и  
ресурсосбережение

88

Включенные в накладные расходы прочие издержки организации, не учтенные в предшествующих статьях затрат, такие как оплата телекоммуникационных услуг, электричества, интернет-соединения и т.п.

Накладные расходы:

$$V_{\text{накл}} = (\text{сумма статьи} \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

Где  $k_{\text{нр}}$  - коэффициент, который учитывает накладные расходы, принимаются в размере 16%.

$$V_{\text{накл}} = (V_{\text{м}} + V_{\text{об}} + V_{\text{осн}} + V_{\text{доп}} + V_{\text{внеб}}) \cdot 0,16$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	

## 7 Социальная ответственность

### 7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Таблица 7.1 – Опасные и вредные производственные факторы

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Обеспечение выполнения работ по контролю технического состояния и поведению ремонта промышленного нефтепровода	Эксплуатация	
1. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	-	-	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»
2. Повышенный уровень шума;	+	-	-	ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности. СП 51.13330.2011 Защита от шума
3. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	-	-	Правила устройства электроустановок; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность.
4. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электромагнитными полями, неионизирующими ткани тела человека;	+	-	-	
5. Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса	+	-	-	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность	Лит.	90	Лист	111	Листов
Разраб										
Руковод.	Согласно трудовому кодексу РФ:									
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазовых дел Группа 3-2Б8А1				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

### 7.1.1 Нормы трудового права

Работа по ремонту нефтепровода осуществляется на территории, эквивалентной районам Крайнего Севера:

- установлен территориальный коэффициент и надбавки к заработной плате согласно порядку и размерам, применяемым для работающих на постоянной основе в районах Крайнего Севера и сравнимых территориях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск согласно установленным условиям и процедурам для постоянно работающих лиц:
  - в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
  - в районах, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней.

За каждый день нахождения в пути от места расположения работодателя до места работы и обратно, в соответствии с графиком вахтовой работы, а

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

также за дни задержки в пути из-за метеорологических условий или проблем со стороны транспортных организаций, сотруднику выплачивается дневная тарифная ставка и часть оклада (должностного оклада) за рабочий день (дневная ставка).

Согласно законодательству, при работе в условиях, связанных с вредными или опасными факторами, а также в случаях, когда работа связана с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить работников сертифицированными средствами индивидуальной защиты в соответствии с действующими отраслевыми стандартами по безвозмездной выдаче спецодежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, согласно «Правилам предоставления работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты», или превышающим указанные нормы, в зависимости от условий коллективного договора или тарифного соглашения.

## 7.2 Производственная безопасность

Для выбора факторов использовался ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в виде таблицы 7.1 .

Таблица 7.1 – Опасные и вредные производственные факторы  
*Социальная ответственность*

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
6. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	-	-	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»
7. Повышенный уровень шума;	+	-	-	ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности. СП 51.13330.2011 Защита от шума
8. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	+	-	-	ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях»;
9. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	-	-	Правила устройства электроустановок; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность.
10. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электромагнитными полями, неионизирующими ткани тела человека;	+	-	-	
11. Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса	+	-	-	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

## 7.2 Анализ вредных производственных факторов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
------	------	----------	---------	------	------

## 7.2.1 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

Неподходящее освещение существенно затрудняет работу обслуживающего персонала, что ведет к снижению эффективности труда и может вызвать травмы. Недостаточное освещение делает невозможным адекватный контроль опасных зон, в то время как избыточное освещение вызывает ослепление. Освещение объекта (внутреннее и наружное, в т.ч. охранное) должно соответствовать нормам СНиП II-4-79 с учетом требований СНиП 2.11.03-93, а устройство электроосвещения - требованиям ПУЭ.

В производственной обстановке используют три вида освещения: естественное, искусственное и смешанное. Естественное освещение бывает боковым — через окна, верхним — через световые фонари перекрытий и комбинированным - через окна и фонари. Достаточность естественного освещения определяется коэффициентом естественной освещенности. Естественное освещение имеет то преимущество, что оно содержит ультрафиолетовые лучи, полезные для человека, однако недостаток его — изменение на протяжении дня, что не обеспечивает достаточную и равномерную освещенность рабочих мест.

Искусственное освещение бывает общее или комбинированное. Для общего освещения применяют мощные высоко подвешенные светильники. Равномерность освещения рабочих помещений достигается таким размещением светильников, при котором не создаются падающие тени от работающего и от расположенного вблизи оборудования. Если по условиям работы тени нельзя устранить, то освещенность в тени должна соответствовать нормам освещенности. Избежать теней можно правильной подвеской и распределением светильников. При общем освещении каждое место работы для смягчения теней должно освещаться несколькими светильниками. При комбинированном освещении в дополнение к общим светильникам на рабочих местах устанавливают местные источники света, располагаемые вблизи

освещаемых поверхностей. В производственных помещениях и на территории взрыво-и пожароопасных объектов должны применяться светильники во взрывозащищенном исполнении, соответствующей категории. Освещенность рабочих мест проверяют люксметром.

### **7.2.2 Повышенный уровень шума и вибрации**

Источниками шума и вибрации являются насосы, электродвигатели, трубопроводы и элементы системы вентиляции. Шум, превышающий нормативные значения, негативно влияет на здоровье человека. Долгосрочное воздействие шума ухудшает слух, нарушает координацию движений и оказывает неблагоприятное воздействие на сердечно-сосудистую и нервную системы.

Согласно ГОСТ 12.1.003-83, допустимый уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБА. Существуют разные способы борьбы с шумом, включая использование звукоизоляционных материалов на источниках шума, наушников (СИЗ) и соблюдение режимов труда и отдыха.

Вибрация возникает из-за кавитации в процессе работы насосов, пульсаций давления и динамического дисбаланса вращающихся деталей. Режим труда должен устанавливаться с учетом того, что вибрационная нагрузка не превышает 12 дБА. Вибрация снижает эффективность работы. Вибрационная безопасность обеспечивается через технические решения, направленные на снижение вибрационной активности, контроль вибрационных характеристик машин, а также соблюдение режимов труда и отдыха.

**7.3.3 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего**

*Социальная ответственность*

Имя	Место	№ докум.	Продать	Дата	Место
-----	-------	----------	---------	------	-------

В течение рабочей смены изменение температуры воздуха при соблюдении оптимальных условий микроклимата на рабочих местах не должно превышать 2 С°. Чтобы предотвратить локальное охлаждение, при работе на открытом воздухе, работники должны использовать головные уборы, перчатки и обувь. При температуре ниже -40 °С необходимо предусмотреть защиту лица и верхних дыхательных путей.

Для быстрого восстановления теплового состояния и медленного охлаждения организма во время последующего пребывания на холоде, в помещении для обогрева рекомендуется снять верхнюю утепленную одежду.

## **7.4 Анализ опасных производственных факторов**

### **7.4.1 Производственные факторы связанные с электрическим током**

Непосредственные причины поражение электрическим током:

- При прикосновении человека к двум неизолированными частям электроустановок, находящимся под напряжением.
- При прикосновении с металлическим корпусом, оказавшимся под напряжением из-за замыкания.
- А также из-за ошибок обслуживающего персонала.

Меры электробезопасности:

- Используются методы согласно ПУЭ, ПТБ и ПТЭ, такие как защитное заземление, зануление и защитное отключение. [ГОСТ 12.1.019-2017]
- Обеспечивается изоляция, ограждение и ограничение доступа к электрическим цепям.
- Размещаются предупредительные сигнализации, надписи и информационные плакаты.

*Социальная ответственность*

96

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



- Применяются индивидуальные изолирующие средства защиты: диэлектрические перчатки и сапоги, диэлектрические резиновые коврики и инструменты с изолированными ручками.
- Организация инструктажей для сотрудников и соблюдение правил безопасности.
- Проведением ряда организационных мероприятий такие как специальное обучение, аттестация и переаттестация лиц электротехнического персонала.

## 7.5 Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса

Нервно-психическая перегрузка представляет собой набор изменений в психофизиологическом состоянии человека, возникающих после выполнения работы и приводящих к временному снижению производительности. Состояние усталости характеризуется определенными объективными показателями и субъективными впечатлениями.

Нервно-психическая перегрузка включает следующие виды:

- интеллектуальное напряжение;
- перегрузка анализаторов;
- монотонность работы;
- эмоциональные перегрузки.
- При первых признаках психического напряжения следует:
- позволить нервной системе расслабиться;
- разумно чередовать периоды отдыха и работы с помощью установленных перерывов;
- заниматься спортом;
- ложиться спать в одно и то же время;
- в сложных случаях обратиться к врачу.

*Социальная ответственность*

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							

Трудовой кодекс устанавливает следующие перерывы в работе в течение рабочего дня:

- перерыв для отдыха и питания (так называемый обеденный перерыв) (ст. 108 ТК РФ);
- специальные перерывы;
- специальные перерывы, связанные с технологией и организацией производства и труда (ст. 109 ТК РФ). Виды таких работ и порядок предоставления перерывов определяются правилами внутреннего трудового распорядка.

## 7.6 Экологическая безопасность

С точки зрения экологической безопасности, аварией на объектах обработки и перекачивания нефти считается нарушение герметизации трубопроводов и оборудования, что приводит к утечке нефти в окружающую среду.

Таблица 7.2 - Негативное влияние на окружающую среду и меры по его предотвращению при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному трубопроводу.

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера	Утечки нефти, масла и других вредных веществ, возникающие в ходе ремонтных работ или из-за невыполнения эксплуатационных норм.	Осуществление регулярного контроля оборудования и устранение отклонений от паспортных условий.
Атмосфера	Выпуск вредных веществ в атмосферу из магистрального насоса из-за негерметичности технологического оборудования.	Проведение проверок оборудования на устойчивость и герметичность, соблюдение эксплуатационных правил, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры, а также

		установка системы мониторинга уровня газов.
Гидросфера	Проникновение в водные системы загрязнителей, включая нефть, масла, растворители и шлам, происходящее в результате ремонтных работ, неверного обращения с оборудованием или износа уплотнений насосов.	Регулярная проверка оборудования и коррекция любых несоответствий с паспортными требованиями, своевременное сбор и утилизация отходов в специально отведенных местах с последующей переработкой, а также обработка и отведение сточных вод с соответствием нормативным требованиям.

### 7.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Список возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС) включает:

- природные явления (лесные пожары, наводнения, штормовые ветра);
- общественные события (террористические акты);
- техногенные происшествия (аварии на производстве).

Наиболее распространенным и опасным является ЧС техногенного происхождения, вследствие которого возможны неконтролируемые разливы нефти из-за повреждения насосного агрегата или его уплотнительных элементов.

Риск возникновения пожара при разливе нефти увеличивается при: некорректной эксплуатации электрооборудования, нарушении изоляции электропитания, несоблюдении норм пожарной безопасности при обслуживании и ремонте. Также следует учесть долгосрочное использование насосных агрегатов, работающих непрерывно под нагрузкой и, во многих случаях, в агрессивных средах. Эти неблагоприятные факторы способствуют возникновению пожаров, которые причиняют значительные экономические потери, жертвы среди людей и негативное влияние на окружающую среду.

*Социальная ответственность*

Для минимизации риска ЧС принимаются следующие меры:

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



исключением аварийных служб, до полного устранения последствий инцидента;

- гарантировать безопасность людей, участвующих в процессе тушения пожара, от потенциальных выбросов горячей нефти, обрушения конструкций, поражения электрическим током, отравления и ожогов;
- при необходимости предпринять меры по созданию искусственных преград для предотвращения распространения нефти.

## **7.8 Мероприятия, направленные на обустройство рабочей зоны**

При организации санитарно-бытовых и производственных помещений, зон отдыха, пешеходных дорожек и рабочих мест на производственных площадках, следует размещать их вне зон опасности. Установите защитные ограждения на границах областей с постоянными опасными производственными факторами и сигнальные ограждения с знаками безопасности в зонах с потенциально опасными факторами.

Находясь на территории предприятия, в производственных и бытовых помещениях, на рабочих участках и рабочих местах, работники и представители других организаций должны соблюдать установленные в данной организации правила внутреннего трудового распорядка. Обеспечьте связь между отдельно стоящими помещениями, площадками, рабочими участками и рабочими местами с помощью телефонной или радиосвязи.

На территории предприятия необходимо оборудовать санитарно-бытовые помещения аптечками, содержащими лекарства, носилки, фиксирующие шины и другие средства для оказания первой помощи пострадавшим. Согласно законодательству, работодатель должен проводить расследование производственных несчастных случаев согласно Положению, утвержденному постановлением Правительства РФ от 11 марта 1999 года № 279. На основе результатов расследования следует разработать и внедрить

меры профилактики производственного травматизма и профессиональных заболеваний.

**Заключение**

102

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб</i>					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>							
<i>Рук-ль</i>	<i>ООП</i>	Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазовых дел Группа 3-2Б8А1		
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			



1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ» [текст]. Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. N 528.
2. ГОСТ-12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [Текст]. – Введ. 1977 – 01– 01. – М.: Госстандарт России, 1991.
3. ГОСТ-12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [Текст]. – Введ. 1989 – 01– 01. – М.: Госстандарт России, 1991.
4. ГОСТ 12.4.296-2015. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Респираторы фильтрующие. Общие технические условия [текст]. – Введ. 2016-03-01. – М.: Стандартиформ, 2016.
5. ГОСТ Р 8.795-2012. Методики идентификации химических веществ методом хромато-масс-спектрометрии. Общие требования [текст]. – Введ. 2014-07-01. – М.: Стандартиформ, 2014.
6. ГОСТ Р 8.777-2011. Дисперсный состав аэрозолей и взвесей. Определение размеров частиц по дифракции лазерного излучения [текст]. – Введ. 2013-01-01. – М.: Стандартиформ, 2013.
7. ГОСТ 12.4.028-76. Респираторы ШБ-1 «Лепесток» Технические условия [текст]. – Введ. 1977-07-01. – М.: Госстандарт России, 1991.

*ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО  
СОСТОЯНИЯ И ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА ПРОМЫСЛОВОГО  
НЕФТЕПРОВОДА*



8. ГОСТ 12.4.246-2016. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Фильтры противоаэрозольные. Общие технические условия [текст]. – Введ. 2017-12-01. – М.: Стандартиформ, 2018.
9. СТО Газпром 2-2.1-249-2008. Магистральные газопроводы [текст]. – Введ. 2008-08-26. – М.: ИРЦ Газпром, 2008.
10. СТО Газпром 2-2.3-231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» [текст]. – Введ. 2008-09-22. – М.: ИРЦ Газпром, 2008.
11. СТО Газпром 14-2005. Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром» [текст]. – Введ. 2005-11-01. – М.: ИРЦ Газпром, 2005.
12. ВППБ 01-04-98. Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности [текст]. – Введ. 1998-06-18. – М.: ИРЦ Газпром, 1998.
13. ВСП 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. – М., Миннефтегазстрой, ВПИИСТ, 1989. – 118 с.
14. РД 09.364.00. Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах [текст]. – Введ. 2000-06-23. – М.: Госгортехнадзор России, 2000.
15. ТУ 14-3-109-73. Трубы электросварные прямошовные диаметром 530, 720, 820, 1020 и 1220 мм для магистральных газонефтепроводов высокого давления [текст]. – Введ. 1973-12-01. – М.: Минчермет СССР, 1974.
16. Информационный портал Energybase.ru / Газопроводы и нефтепроводы России [Электронный ресурс]. – URL: <https://energybase.ru/pipeline>
17. Информационный портал предприятия ПАО «Газпром» / О «Газпроме» / Производство / Транспортировка [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/>
18. Марущак П.В. Влияние длительной эксплуатации на стали магистрального газопровода: Структурная и механическая деградация //

*Список использованной литературы*

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Всего

Journal of King Saud University – Engineering Sciences. – 2018. – № 30. – С. 363-367.

19. Идрисов Р.Х., Кормакова Д.С. Анализ аварийности магистральных трубопроводов России // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. – № 2. – С. 44-46.

20. Теплинский Ю.А., Быков И.Ю. Управление эксплуатационной надежностью магистральных газопроводов. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2007. – 400 с.

21. Лепеш Г.В. Прогнозирование рисков отказов в газораспределительных сетях // ТТПС. – 2020. – № 1 (51). – С. 23-33.

22. Савонин С.В. Анализ основных причин аварий, произошедших на магистральных газопроводах // Нефть и Газ Сибири. – 2015. – № 4 (21). – С. 32-36.

23. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. Учебное пособие. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.

24. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – М.: Недра, 2000. – 467 с.

25. Богданов Р.И. Особенности проявления коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов на территории Российской Федерации // Вести газовой науки. – 2016. – № 3 (27). – С. 12- 23.

26. Отчет руководства ПАО «Газпром» за 2021 г. – М: ПАО «Газпром», 2022. – 160 с.

27. Бадагуев Б.Т. Работы с повышенной опасностью. Огневые работы. — М.: Альфа-Пресс, 2011. – 96 с.

28. Масловский В.В., Капцов И.И., Сокруто И.В. Основы технологии ремонта газового оборудования и трубопроводных систем. – М.: Высшая школа, 2004. – 319 с.

29. Нефёдов С.В., Ряховских И.В., Богданов Р.И., Маевский О.В., Марцевой С.А., Селиванов А.А., Мирзоев А.М. Планирование диагностических и ремонтных работ на участках линейной части

*Список использованной литературы*

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск», подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением // Вести газовой науки. – 2016. – № 3 (27). – С. 88-96.

30. Чемодуров Ю.К. Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов. – Минск: Беларусь, 2009. – 520 с.

31. Тимофеева С.С. Профессиональные риски электрогазосварщиков на предприятиях и их профилактика // Вестник ИрГТУ. – 2012. – № 10 (69). – С. 73-82.

32. Пашин Н.П. Качество и эффективность охраны труда основа надежности трудовых ресурсов России // НиКа. – 2007. – № 7. – С. 12-17.

33. Альшиц Е.А., Кулькова И.А. Результативность предупредительных мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных заболеваний // Управленец. – 2018. – № 2. – С. 18-25.

34. Корончик Д.А., Булыгин Ю.И., Рогозин Д.В., Гайденко А.Л., Легконогих А.Н. Методология и принципы поиска решений, обеспечения безопасности работы сварщиков в стеснённых условиях и на труднодоступных объектах // Advanced Engineering Research. – 2016. – № 3 (86). – С. 141-147.

35. Бакарягина А. Сравнительный анализ общей структуры производственного травматизма в субъектах российской федерации и при проведении строительных работ // Актуальные проблемы охраны труда: материалы III Всерос. науч.-практ. конф. – СПб.: СПбГАСУ, 2015. – С. 1-9.

36. Гайворонская И.Б., Дуркина Е.А., Калачева О.В. Личностные предикторы безопасности труда сотрудников строительных компаний // Вестник ЛГУ им. А.С. Пушкина. – 2019. – № 2. – С. 25-31.

37. Суслонов Е.В., Силин Е.А., Емченко С.В., Сомпольцева А.А. Средства индивидуальной защиты сварщика // StudNet. – 2021. – № 7. – С. 1697-1703.

*Список использованной литературы*

96

38. Барабаш В.И., Шкрабак В.С. Психология безопасности труда. – СПб., 1996. – 210 с.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист

39. Душков Б.А., Королев А.В., Смирнов Б.А. Психология труда, управления, инженерная психология и эргономика. – М.: Деловая кн., 2005. – 69 с.

40. Мешкова Л.А. Охрана труда. – Волгоград: ВТЖТ - филиал РГУПС, 2017. – 389 с.

41. Артамонова В.Г. Актуальные проблемы диагностики и профилактики профессиональных заболеваний // Медицина труда и промышленная экология. – 1996. – № 5. – С. 4-6.

42. Петренко Н.В., Пятикопов С.М. Эргономика и психофизиологические основы безопасности труда. – Зерноград: Азово-Черноморский инженерный институт - филиал Донской ГАУ, 2017. – 191 с.

43. Кузнецов Д.А., Смолина А.С., Раков Ю.В., Игнатов М.Н. Принципы прогнозирования состава твердой составляющей сварочного аэрозоля по виду электродного покрытия // Вестник ПНИПУ. Машиностроение, материаловедение. – 2014. – № 2. – С. 25-31.

44. Гришагин В.М. Сварочные аэрозоли: образование, исследование, локализация, применение. – Томск: Изд-во Томск. политехн. ун-та, 2011. – 213 с.

45. Павлов И.В. Влияние состава шлаковой фазы на выделение токсичных веществ в сварочный аэрозоль из стержня и покрытия // ГВУЗ «Приазовский государственный технический университет». – 2003. – № 13. – С. 1-5.

46. Михайловский С.С. и др. Исследование коагуляции сварочного аэрозоля в газовой транспортной среде // Физика аэродисперсных систем. – 2004. – № 41. – С. 93-103.

47. Малышев Б.Д., Гетия И.Г. ~~Безопасность труда и охрана~~ Безопасность выполнения сварочных работ в строительстве. – М.: Стройиздат, 1988. – 88 с.

48. Кириченко К.Ю., Рогулин Р.С., Дрозд В.А., Гридасов А.В., Холодов А.С., Ильященко Д.П., Казарин О.А., Вахнюк И.А., Голохваст К.С. Оценка распространения частиц сварочного аэрозоля в пространстве рабочей

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

зоны сварщика в зависимости от времени // Экология урбанизированных территорий. – 2018. – № 2. – С. 42-51.

49. Кириченко К.Ю., Дрозд В.А., Чайка В.В., Гридасов А.В., Голохваст К.С. Сварочный аэрозоль как источник опасных для здоровья техногенных нано- и микрочастиц: гранулометрический анализ // Известия Самарского научного центра РАН. – 2017. – № 5-2. – С. 662-665.

50. Писаренко В.Л., Рогинский М.Л. Вентиляция рабочих мест в сварочном производстве. – М.: Машиностроение, 1981. – 120 с.

51. Любченко П.Н., Сташук Г.А., Терпигорев С.А., Атаманчук А.А., Массарыгин В.В. Случаи нетипичных лёгочных заболеваний при воздействии промышленных аэрозолей // Мед. труда и пром. экол. – 2014. – № 10. – С. 31-35.

52. Маркова О.Л., Кирьянова М.Н., Плеханов В.П., Иванова Е.В. Факторы риска для здоровья электрогазосварщиков при использовании различных видов сварки // Мед. труда и пром. экол. – 2020. – № 8. – С. 502-510.

53. Чащин М.В., Эллингсен Д.Г., Чащин В.П., Кабушка Я.С., Томассен И., Берлингер Б., Баст-Петтерсен Р., Кусраева З.С., Федоров В.Н., Хлябова П.М., Колесникова Т.А. Оценка экспозиции к соединениям марганца и железа у сварщиков // ЗНиСО. – 2014. – № 10 (259). – С. 28-31.

54. Чащин М.В., Эллегсон Д. Г., Кабушка Я. С., Селдефлот И., Томассен И., Чащин В.П. Сварочный аэрозоль как фактор риска развития болезней органов кровообращения // ЗНиСО. – 2013. – № 5 (242). – С. 14-17.

55. Антипов Б.Н. Снижение потерь газа при выводе в ремонт участка магистрального газопровода // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2019. – № 1. – С. 14-16.

*Список использованной литературы*

56. Завгороднев А. В., Акопова Г. С., Толстова Н. С., Мельников А. В. Результаты исследований рассеивания в атмосфере организованных нестационарных выбросов газа на объектах газотранспортных предприятий // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 12. – С. 14-16.

96

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							

57. Соболев А.А., Седунин В.А. Моделирование процесса выкачки природного газа из ремонтируемого участка магистрального газопровода // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение. – 2018. – № 2 (119). – С. 62-71.

58. Чирсков В.Г., Березин В.Л., Телегин Л.Г. Строительство магистральных трубопроводов. – Москва: Недра, 1991. – 475 с.

59. Савчанчик С.А., Глухарев Е.Л., Камбалов М.Н. Индивидуальные и коллективные средства защиты органов дыхания и кожи. – Гомель: ГомГМУ, 2012. – 56 с.

60. Басманов П.И., Каминский С.Л., Коробейникова А.В., Трубицына М.Е. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. – СПб.: Искусство России, 2002. – 400 с.

61. Петрянов И.В. Лепесток. Легкие респираторы. – М.: Наука, 2015. – 320 с.

62. Каминский С.Л. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. – М.: Машиностроение, 1982. – 126 с.

63. Энная А.А. Разработка, производство и внедрение ионообменных волокнистых материалов на основе целлюлозы и поликапроамида // Защита окружающей среды. Здоровье. Безопасность в сварочном производстве.: сб. научн. трудов / Астропринт. – 2002. – С. 394-397.

64. Интернет-портал «Все инструменты.ру» / Главная / Расходные материалы / Для инструмента / Для сварочных работ / Маски сварщика [Электронный ресурс]. – URL: <https://samara.vseinstrumenti.ru/rashodnie-materialy/instrument/dlya-svarochnyh-rabot/maska-svarschika/>

*Список использованной литературы*

65. Патент РФ на изобретение № 2185575 Российская Федерация, F24F7/06. Устройство для улавливания сварочного аэрозоля. Щибраев Е.В., Щибраев А.Е., Тюрин Н.П., Хурин И.А., Ватузов Д.Н., Дежуров С.В.

66. Патент РФ на изобретение № 41096 Российская Федерация, F16P1/06. Защитный кожух для электросварочных работ. Зарин В.Д.

96

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

67. Ершова Л.С., Белова Т.П. Исследование сорбции бора промышленными анионитами из модельных растворов, имитирующих геотермальные теплоносители в динамическом режиме // Баш. хим. ж. – 2019. – № 4. – С. 74-77.
68. Островский Ю.В. Промышленная экология. Учебное пособие. – Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2018. – 91 с.
69. Елатонцев Д.А., Мухачев А.П. Синтез и свойства ионообменников на основе недревесной целлюлозы // Известия ВУЗов. Химия и химическая технология. – 2020. – № 11. – С. 88-95.
70. Супруненко К.С., Квитка А.А., Куделко Е.О., Дзязько Ю.С., Руденко А.С. Установление закономерностей осаждения наночастиц гидратированных оксидов металлов в анионообменной смоле // ТАРП. – 2016. – № 3 (29). – С. 42-47.
71. Боровков Г.А., Зволинский В.П., Монастырская В.И. Применение фильтрующих материалов ВИОН для очистки промышленных сточных вод // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Серия: Естественные науки. – 2017. – № 1. – С. 50-55.
72. Генис А.В., Кузнецов А.В. Перспективные разработки в производстве волокнистых полимерных сорбентов // Российский химический журнал. – 2019. – № 1. – С. 27-44.