

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 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
Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода
УДК 622.692.4.053-049.32-048.42

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Аминов Гасангаджи Даудович		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О. В.	К.т.н., доцент		

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 Милий Всеволодович	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
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
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные 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
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
З-2Б8А1	Аминов Г.Д.

Тема работы:

РАЗРАБОТКА ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	
---	--

<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <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>	<p>1. Характеристика объекта исследования 2. Работы по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода 3. Методы восстановления несущей способности магистрального нефтепровода 4. Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки» 5. Расчетная часть Выводы</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына З.В.
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В.

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

Реферат

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Аминов Г.Д.		

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Аминову Г.Д.

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Стоимость ресурсов определяется по средней рыночной стоимости.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Районный коэффициент – 1,5; 2. Северная надбавка – 1,8; 3. Доплата за вредные условия труда – 1,04; 4. Доплата за вахтовый метод работы – 1,16; 5. Доплата за время нахождения в пути – 1,08; 6. Премии – 5%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,4%</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>Технико-экономическое обоснование проекта Анализ конкурентных технических решений.</i>
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	

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

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

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Аминов Г.Д.		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Аминов Г.Д.

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение: – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	<i>Объект исследования:</i> магистральный нефтепровод «Александровское – АнжероСудженск» на участке 455–818 км <i>Область применения:</i> Транспортировка нефти и нефтесодержащей жидкости <i>Рабочей зоной</i> при производстве работ является полевые условия. Работы производятся в дневное время суток.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Методические указания компании ПАО «НК Роснефть». 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019). 3. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция). 4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности объектов сжиженного природного газа». 5. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой). 6. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. 7. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. 8. СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара
--	---

	на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; - производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работающих. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы); - производственные факторы, связанные с электрическим током; - пожарная безопасность при проведении огневых работ
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на биосферу: загрязнение почвы и водных объектов горючесмазочными материалами и химикатами.</p> <p>Воздействие на литосферу: таяние многолетнемерзлых грунтов.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водоемов сточными водами от ВТД</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха парами НСЖ при утечке.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – образование пролива; – пожар пролива; – выброс паров НСЖ без последующего воспламенения; – выброс паров НСЖ с последующим воспламенением; – взрыв паров НСЖ в ограниченном пространстве. <p>Наиболее типичная ЧС: разгерметизация трубопровода.</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
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Аминов Г.Д.		



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

**«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	Введение	5
28.02.2023	Характеристика объекта исследования	10
15.03.2023	Методы восстановления несущей способности магистрального нефтепровода	10
18.03.2023	Работы по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода	10
27.03.2023	Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»	15
07.04.2023	Расчетная часть	15
04.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2023	Социальная ответственность	10
25.05.2023	Заключение	5
01.06.2023	Презентация	10
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 80 страниц, 2 рисунка, 7 таблиц, 17 источников литературы

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, несущая способность, ремонт, дефект, коррозия.

Объект исследования: магистральный нефтепровод.

Предмет исследования: восстановление несущей способности магистрального нефтепровода.

Цель работы: разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода.

В процессе исследования проводились: характеристика объекта исследования, характеристика работ по восстановлению несущей способности, ремонт дефектов нефтепровода с вырезкой «катушкой».

В результате исследования: изучены организационно-технические мероприятия по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода, проведен расчет магистрального нефтепровода.

Область применения: магистральные нефтепровода.

Значимость работы: возможность применения организационно-технических мероприятий по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб		Аминов Т.Д.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О. В.				96	96
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Определения, обозначения, сокращения

АО – акционерное общество

ГРК – герметизатор резинокордный

МН – магистральный нефтепровода

НД – нормативная документация

ОАО – открытое акционерное общество

ОП – огнетушитель порошковый

ОУ – огнетушитель кислотный

ПАО – публичное акционерное общество

УКМТ - усиливающая композиционная муфта трубопровода

УКРДВ - устройство для контроля и регулирования давления

					РАЗРАБОТКА ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб</i>		<i>Аминов Г.Д.</i>			Определения, обозначения, сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О. В.</i>					14	96
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Содержание

Определения, обозначения, сокращения	14
Введение.....	17
1 Обзорная часть.....	19
1.1 Сведения о компании	19
1.2 Краткая характеристика объекта исследования	20
1.3 Географическая и климатическая характеристика района работ.....	20
1.4 Гидрогеологическая характеристика района работ.....	22
2 Методы восстановления несущей способности.....	23
2.1 Обоснование методы восстановления несущей способности	23
2.2 Понятие и виды методов восстановления несущей способности магистрального нефтепровода.....	23
3 Работы по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода.....	26
3.1. Ремонт участков нефтепровода с заменой труб или части трубы («катушки»).....	26
3.2. Ремонт с применением муфт.....	27
4. Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»	31
4.1 Общие положения проведения работ.....	31
4.1 Подготовительные работы	34
4.1.1 Земляные работы.....	34
4.1.2 Обустройство ремонтного котлована	36
4.2 Работы по врезке «катушки»	39
4.2.1 Врезка вантузов в нефтепровод	39
4.2.2 Вырезка отверстия	40

						РАЗРАБОТКА ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Содержание					
Разраб	Аминов Г.Д.							Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О. В.							15	82	
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.							Отделение нефтегазового дела 96 Группа 3-2Б8А1		

4.2.3 Откачка нефти	41
4.2.4 Откачка нефти из отключенного участка в параллельный нефтепровод ..	42
4.2.5 Вырезка «катушки»	43
4.2.6 Герметизация трубопровода	45
4.2.7 Зачистка котлована	46
4.2.8 Врезка катушки	46
4.2.9 Дефектоскопия	48
4.2.10 Изоляция участка	48
4.2.11 Засыпка котлована	49
5 Расчетная часть.....	51
5.1 Гидравлический расчет нефтепровода.....	51
5.2 Проверка прочности и устойчивости	54
5.2.1 Проверка на прочность нефтепровода в продольном направлении	54
5.2.2 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций.	56
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	59
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ	59
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	59
6.2 Определение заработной платы.....	60
6.2.1 Расчет основной заработной платы.....	60
6.2.2 Расчет дополнительной заработной платы.....	63
6.2.3 Расчет отчислений на социальные нужды.....	63
6.3 Расчет стоимости материалов	63
6.4 Расчет стоимости электроэнергии	64
7. Социальная ответственность	65
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасной работы....	65
7.2 Производственная безопасность.....	67
7.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов	68
7.4 Экологическая безопасность.....	77
7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
Заключение	79

					Содержание	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

Список использованных источников 80

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Содержание	Лист
						17

Введение

Россия обладает развитой сетью трубопроводного транспорта природного газа, нефти и продуктов их переработки. Общая протяженность магистральных трубопроводов превышает 200 тыс. км.

Общая протяженность трубопроводов различного назначения в 120 странах мира составляет около 3,5 млн. км. По прогнозам Межгосударственной Ассоциации природного газа Америки, к 2035 будут дополнительно построены трубопроводы для транспортировки нефти и газа протяженностью более чем полмиллиона миль (804 тыс. км).

Магистральные и промысловые нефтепроводы представляют собой технические устройства, разрушение которых способно вызвать экологические катастрофы и привести к человеческим жертвам. Таким образом, монтаж, ремонт, реконструкция и эксплуатация трубопроводов требуют особого внимания с точки зрения безопасности.

Цель работы - разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- рассмотреть виды дефектов и обосновать ремонт для магистрального нефтепровода;
- провести технологический раздел по ремонту с врезкой «катушки»;
- провести расчет нефтепровода;
- провести экономические расчеты;
- провести обоснование социальной ответственности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	РАЗРАБОТКА ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА		
Разраб		Аминов Г.Д.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О. В.				18	82
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Введение Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

1 Обзорная часть

1.1 Сведения о компании

АО «Транснефть – Западная Сибирь» создано в 1994 году в целях обеспечения обслуживания нефтепровода Александровское – АнжероСудженск и подготовки квалифицированных кадров для его эксплуатации. Стройку века завершили в рекордно короткие сроки, а протяженность трассы (818 км) и диаметр труб (1220 мм) были уникальными для своего времени. [1] Сегодня АО «Транснефть – Западная Сибирь» обслуживает три нефтетранспортные магистрали Западной Сибири: Александровское – АнжероСудженск (818 км), Игольско-Таловое – Парабель (397 км), Саяногорск – Александровское (участок длиной 23 км). Общая протяженность эксплуатируемых нефтепроводов в трассовом исполнении – 1239 км, в однопунктном исчислении – 1394,41 км.

Предприятие осуществляет перекачку нефти, поступающей с Нижневартовского, Саяногорского, Стрежевского месторождений, а также Васюганской группы месторождений. Современную структуру акционерного общества наряду с аппаратом управления составляют три районных нефтепроводных управления: РНУ «Стрежевой» (создано в апреле 1971 года), РНУ «Парабель» (создано в мае 1972 года), Томское нефтепроводное управление (создано в апреле 2001 года), в составе которых 5 НПС – «Александровская», «Раскино», «Парабель», «Молчаново», «Орловка» и 3 резервуарных парка, общая вместимость которых по строительному номиналу – 480 тысяч кубометров (в том числе НПС «Александровская» – 280 тыс. м³, НПС «Раскино» – 40 тыс. м³, НПС «Парабель» – 160 тыс. м³); база производственно-технического обеспечения и комплектации оборудованием (БПТОиКО); дочернее предприятие ЗАО «ТОМЗЭЛ»,

					РАЗРАБОТКА ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб		Аминов Г.Д.			Обзорная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О. В.					19	82
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

поздними заморозками, непродолжительной осенью с ранними заморозками и частыми возвратами тепла.

Для Томской области средняя температура января – самого холодного месяца – минус 20,6 0С, минимальные температуры могут опускаться до минус 55 0С. Средняя температура июля – самого жаркого месяца – составляет плюс 17,4 0С, максимальная температура достигает 37 0С. Для Кемеровской области средняя температура января, самого холодного месяца – минус 17,80С, минимальные температуры могут опускаться до минус 550С. Средняя температура июля, самого жаркого месяца, составляет плюс 18,30С, максимальная температура достигает плюс 37 0С. Трасса магистрального нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск проложена по равнинной местности, имеет понижение с юго-востока на северозапад. Лишь на юго-востоке в пределы Томской области заходят северные отроги Кузнецкого Алатау. Трасса нефтепровода уложена по долине реки Оби, в основном по ее левому берегу. Долина р. Оби расчленена террасами на равнинные участки, имеющие местами замкнутые понижения, занятые озерами, старицами или болотами с торфом различной степени разложения в основном I и II типа. Растительный покров по трассе относится к подзоне средней тайги, лесной зоны Западно-Сибирской низменности, преобладают хвойные породы: сосна, ель, кедр, пихта, лиственница. На припойменных и пойменных участках преобладают лиственные породы: береза, осина с густым подлеском ивняка. От Каргаска на север до г. Стрежевого трасса нефтепровода прорезана овражной сетью, сплошь залесена, встречающиеся болота пересекаются нефтепроводом в наиболее узких местах. Магистральный нефтепровод Саянск – Александровское проходит по правому берегу р. Оби и ее пойме.

					Обзорная часть	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.4 Гидрогеологическая характеристика района работ

Эксплуатационный участок АО Транефть «Западная Сибирь» нефтепровода Саянск – Александровское начинается от км 42 до км 65,2. Трасса проходит по левобережной пойме р. Вах преимущественно заболоченной. На отдельных участках поймы отмечаются гривистые возвышенности, заросшие березняком. Заболоченные участки на пойме относятся ко II типу болот по проходимости. Участок по рельефу спокойный, заросший смешанным хвойным лесом, мелким и редким на заболоченных местах. Нефтепровод «Игольско-Таловое – Парабель» проложен по пологоволнистой залесенной местности, с чередованием на открытых участках мелких сфагновых болот. Трасса нефтепровода от км 231 до НПС Парабель проходит параллельно нефтепроводу «Лугинецкое н. м. – Парабель». Для данной территории характерно чередование заболоченных участков с плоскими гривами, расчлененными оврагами, ручьями и малыми реками. Это район мелкотравных и зеленомошных пихтовых лесов и их производных лиственных лесов в сочетании с долинными кедровниками, сфагновыми и мелкотравными массивами болот в междуречьях. Ценных и исчезающих видов растений и пород животных, культурных и исторических памятников в полосе отвода магистрального нефтепровода не имеется. Непосредственно около рассматриваемой территории заповедники, заказники и национальные парки не располагаются. Животные и растения, занесенные в Красную Книгу, не встречены.

					Обзорная часть	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- временные – восстанавливают несущую способность дефектного трубопровода (секции) на непродолжительный промежуток времени;

- постоянные – восстанавливают несущую способность дефектного трубопровода (секции) на все дальнейшее время эксплуатации трубопровода.

Техническое обслуживание представлено техническими проверками такими как патрулирование и визуальный мониторинг. Визуальный мониторинг проводится в целях своевременного обнаружения серьезных дефектов, угрожающих безопасности и целостности магистрального нефтепровода, а также создающих угрозу экологической безопасности. Техническое обслуживание проводится для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и средств магистрального нефтепровода, а также для замены и (или) восстановления отдельных частей его оборудования.

Капитальный ремонт выполняется для восстановления исправности и полного или почти полного восстановления ресурса линейной части, с заменой или восстановлением любого из его компонентов. Мероприятия по техническому обслуживанию линейных частей конструкций магистрального нефтепровода как правило проводятся в соответствии с утвержденным графиком.

Капитальный ремонт должен выполняться в соответствии с детальным проектом, разработанным проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию.

Ремонт нефтепроводов делится по характеру и технологии работ на следующие виды:

- с заменой трубопровода
- с заменой изолирующего слоя
- выборочный ремонт

Ремонт производится с помощью замены труб следующими способами:

1) Новый участок трубопровода прокладывается рядом с заменяемой линией в общую траншею, а затем заменяемый участок демонтируют.

					<i>Место восстановления несущей способности</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2) Прокладывается отдельная траншея, а затем происходит укладка нового нефтепровода в пределах зоны параллельно проложенных трубопроводов и коммуникаций, ограниченных с обеих сторон охранными зонами. Далее заменяемый трубопровод демонтируют.

3) Демонтируется старый нефтепровод, а затем в данную траншею прокладывается новый нефтепровод.

					<i>Место восстановления несущей способности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

3 Работы по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода

3.1. Ремонт участков нефтепровода с заменой труб или части трубы («катушки»)

Данный способ применен при выборочном ремонте участков нефтепровода, имеющих небезопасные недостатки, т.е. повреждение геометрии стенок труб (вмятины, гофры) больше возможных границ. Ремонт выполняется с вырезкой дефектного места нефтепровода и заменой на новый с остановкой перекачки. Протяженность вырезаемого дефекта не менее чем на 100 мм с каждой стороны. Минимальная протяженность «катушки» - должна быть менее диаметра ремонтируемого нефтепровода. К выполнению огневых работ допускаются только аварийно – восстановительные службы либо особые подразделения по устранению аварий на нефтепроводах (в зависимости от размера объема, сложности работ).

Согласно внутритрубной дефектоскопии работа начинается с подготовки рабочего плана. После изоляции концов нефтепровода чистят днище ремонтируемого котлована от пропитанного нефтью грунта и производят тест воздуха в ремонтируемом котловане и по герметизированным концам нефтепровода. При отсутствии взрывоопасной концентрации газа приступают к разметке и подготовке концов нефтепровода под монтаж и сварку (обработка кромок шлифмашинки со снятием фаски).

Промерив расстояние между подвергнутыми обработке концами нефтепровода, подготавливают «катушку» из заранее опресованной трубы или трубу в целом (марки ТН или другой трубы качеством не ниже

РАЗРАБОТКА ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб		Аминов Г.Д.					
Руковод.		Брусник О. В.					
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					
Работы по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода					Лит.	Лист	Листов
						26	82
					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

заменяемой). При наличии устройства для разметки трубы вероятно первоначальная подготовка «катушки» данной длины, по габаритам которой изготавливается разметка и подготовка концов нефтепровода. «Катушку» к нефтепроводу пристыковывают трубоукладчиком или автокраном, собирают стык с использованием внешних центраторов и укрепляют стыкуемые концы при помощи прихваток равномерно по периметру. После очищения прихваток от шлака производят сварку стыков с нанесением клейма сварщика.

Требования к квалификации сварщиков, производству, сварке и контролю свойств сварных соединений трубопровода остаются такими же, как и при строительстве новых нефтепроводов. Сварщики обязаны владеть опытом работы на действующих нефтепроводах, а их квалификация должна быть высокой, чтобы снабдить высокое качество сварных работ при полевой обработке торцов труб и без внутренней подварки стыков при любых диаметрах нефтепровода.

3.2. Ремонт с применением муфт

Наиболее распространенным методом продления срока действия магистрального трубопровода является ремонт с применением ремонтных конструкций (муфт). Данная технология была разработана в Баттельском мемориальном институте (США) в начале 1970-х годов. Две половины (полуцилиндры) муфты накладывали на поврежденный участок трубы и сваривали между собой продольными швами.

					<i>Работы по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

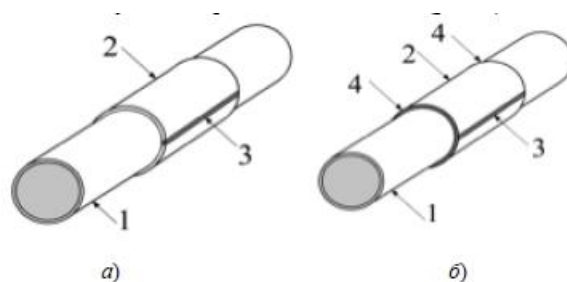


Рисунок 3.1 - Ремонт поврежденного участка трубопровода с применением муфт по типам А (а) и В (б):

1 - труба; 2 - полуцилиндр муфты; 3 - продольный сварной шов, соединяющий полуцилиндры между собой; 4 - кольцевой шов, присоединяющий торцы муфты к трубе

По результатам анализа может быть предложено два варианта ремонта - А и В. В первом случае муфту устанавливают с зазором, полость между стенкой трубы и муфтой заполняют герметиками на основе эпоксидной смолы. Во втором случае муфту устанавливают без зазора и приваривают кольцевыми швами к трубе по торцам.

Эти технологии получили развитие в плане конструктивного исполнения и широко применяются в различных странах мира.

В нормативных документах России способы ремонта магистральных трубопроводов подразделяются на две группы:

- методы временного ремонта, восстанавливающие несущую способность участка нефтепровода с дефектами на ограниченный период времени;
- методы постоянного ремонта, восстанавливающие несущую способность участка нефтепровода с дефектами до уровня бездефектного участка на все время его дальнейшей эксплуатации.

К наиболее распространенным методам постоянного ремонта относится установка композитной муфты и обжимной приварной муфты с технологическими кольцами. Близкие по конструкции муфты применяют в ПАО «Газпром». При применении обжимных муфт предполагается, что зазор

					Работы по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

между стенкой трубы и муфтой отсутствует, т. е. труба непосредственно контактирует с муфтой.

В условиях ремонта на трассе установить обжимную муфту без зазора, даже применяя специальные сборочные устройства, практически невозможно. Кроме того, в некоторых нормативных документах допускается сборка трубы и муфты с зазором до 3 мм. Следовательно, можно предположить, что обжимная муфта только защищает поврежденный участок от дальнейшей коррозии, не уменьшая уровень напряжений в стенке трубы.

Можно предположить также, что эффективность ремонта существенно повысится, если создать условия, при которых муфта будет плотно прилегать к телу трубы и ограничивать перемещение стенки трубы в радиальном направлении при ее нагружении внутренним давлением. При этом муфта, воспринимая часть нагрузки, будет разгружать стенку трубы.

Для обеспечения плотного прилегания стенки трубы к муфте предлагается разместить между трубой и муфтой эластичный слой, например, из полимерного материала, который должен устранить зазор и передать давление стенки трубы на муфту в радиальном направлении. Таким образом, при использовании стальных обжимных муфт особо значимым представляется выявление закономерностей влияния модуля упругости материала прослойки на степень разгрузки стенки трубы.

Анализ влияния характеристик эластичного слоя ремонтной конструкции на напряжения в стенке трубы. Применение полимерных материалов для ремонта поврежденных участков магистральных трубопроводов известно с конца 80-х — начала 90-х годов прошлого столетия. Это такие технологии, как:

- clock spring;
- ремонт труб полимерными композиционными материалами;
- усиливающая композиционная муфта трубопровода — УКМТ.

					<i>Работы по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

Во всех перечисленных и подобных случаях используются полимерные материалы с высоким модулем упругости, приближающимся к значениям модуля упругости стали.

При этом для обеспечения плотного прилегания стенки трубы к муфте материал прослойки должен иметь малый модуль упругости.

					<i>Работы по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

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

4.1 Общие положения проведения работ

На исследуемом участке были выявлены участки коррозии, которые требуют проведения ремонта.

Ремонт коррозионной секции, а также механизированная переизоляция технологического участка магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск», диаметром 1220 мм, выполняется согласно утвержденного «Плана устранения дефектов» методом вырезки катушки. Повреждение целостности изоляционного покрытия участка МН выявлены внутритрубным диагностическим обследованием. Расшифровка результатов показала неудовлетворительное состояние. Длина вырезаемой катушки составляет 3,6 м. Заводская толщина стенки труб – 12 мм.

Данный дефект нефтепровода предлагается заменить вырезкой «катушки».

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	РАЗРАБОТКА ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА		
Разраб		Аминов Г.Д.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О. В.				31	82
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

- герметизация внутренней полости нефтепровода;
- сварка новой «катушки» и контроль качества сварных соединений;
- 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:

- ввариваемая катушка того же диаметра, той же толщины и марки стали, что и соединяемые трубы с припуском 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 D355С-з (длина стрелы 8,56 м, максимальная грузоподъемность 92 т);

					Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

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

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 оперативно-диспетчерского управления производством работ;
- 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;

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- составить акт готовности объекта к производству работ;
- получить разрешения на производство работ у технадзора.

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

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 прямков для врезки вантузов в трубопровод;

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	Лист 34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- планировка земли на трассе прохождения временных трубопроводов для откачки-закачки нефти;
- 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 в границах производства работ (движения техники, вскрытия трубопровода, устройства амбара, прокладки полевого трубопровода) опознавательными знаками (щитами с надписями-указателями), высотой 1,5-2,0 м от поверхности земли, с указанием фактической глубины заложения, установленными на прямых участках трассы не реже чем через 50 м, а при неровном рельефе - через 25 м.

Места расположения подземных сооружений сторонних предприятий 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

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i> 35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

способом, на расстоянии менее 2,0 м по горизонтали и 1,0 м по вертикали от коммуникаций, запрещается. Оставшийся грунт должен разрабатываться 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.

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.

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Размеры ремонтного котлована должны обеспечивать проведение работ по замене дефектного участка. Длина котлована определяется из расчета:

$$L = l + (2 - 3), \text{ м}$$

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.

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 открытого водоотлива, дренажа. Для водоотлива в котловане должен быть устроен приямок, размерами 1,0x1,0 м или дренажная канава сечением 1,0x0,5 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.

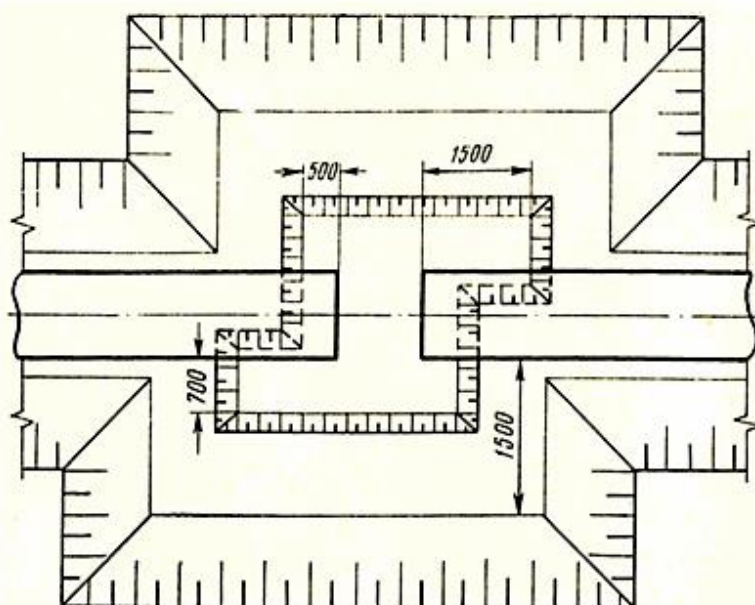


Рисунок 4.1 - Схема ремонтного котлована для монтажа катушки

4.2 Работы по врезке «катушки»

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;
- 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.

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;

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

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

Расстояние между сварными швами трубопровода и привариваемых элементов должно быть не менее 100 мм. Сварочно-монтажные работы по приварке патрубков (патрубка с задвижкой для приварной задвижки) следует проводить за один рабочий цикл, без перерыва, до полного завершения облицовочного слоя.

Приварку патрубков (предварительный подогрев металла патрубка, выбор сварочных материалов и режимы сварки) следует осуществлять в соответствии с требованиями технологической карты по врезке вантуза, согласно. Контроль сварочных швов приварки патрубка к трубопроводу, приварки воротника к патрубку и трубе осуществляется последовательно. Контроль качества кольцевых угловых швов должен выполняться методами ультразвуковой дефектоскопии в соответствии с требованиями и цветной дефектоскопии.

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 обязательном порядке наличие инструкции завода, который изготовил данное приспособление;
- приспособление должно быть разрешено к применению Ростехнадзором.

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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 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 демонтировать его,
- установить на вантузную задвижку ответный фланец с эллиптической заглушкой.

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.

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

Откачка нефти из ремонтируемого участка производится в параллельный нефтепровод.

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

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

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.

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4.2.5 Вырезка «катушки»

Перед началом работ по вырезке должен быть оформлен наряд-допуск, должны быть отключены станции катодной и дренажной защиты магистрального нефтепровода, на расстоянии не менее 10 км в обе стороны от места производства работ.

На месте производства работ должна находиться пожарная автомашина и первичные средства пожаротушения в следующих количествах: огнетушители типа ОП–10 или ОУ–10 – 10 шт. или один огнетушитель ОП–100, кошма, шириной не менее 350 мм и длиной не менее длины окружности ремонтируемого нефтепровода, в количестве планируемых резов трубопровода и кошма, размерами 2×2м, в количестве 2 шт.

Длина вырезаемого участка трубопровода должна быть больше дефектного участка не менее чем на 100 мм с каждой стороны. Перед вырезкой «катушки» на нефтепроводе должна быть установлена шунтирующая перемычка из медного многожильного кабеля, с сечением не менее 16 мм², или из стального прутка (полосы), сечением не менее 25 мм². Вырезаемая «катушка» также шунтируется с трубопроводом. Концы шунтирующих перемычек и заземляющих проводников должны быть оконцованы медными кабельными наконечниками. Крепление перемычек к трубопроводу (хомутам) и заземляющих проводников к трубопроводу (хомутам) и заземлителю должно выполняться болтовым соединением.

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.

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

При вырезке тройника одновременно устанавливаются и работают три труборезных машины. Работы при резке труб следует проводить с соблюдением следующих требований и в последовательности:

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

Клинья должны быть изготовлены из искробезопасного материала. Грузоподъемные работы по монтажу и демонтажу труборезов, поддержке и удалению вырезаемых деталей выполнять с помощью грузоподъемных механизмов в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

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.

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.

Внутренняя полость трубопровода линейной части магистральных трубопроводов Ду 400 мм и более должна перекрываться герметизаторами из резинокордной оболочки типа «Кайман».

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

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

работ и при наличии положительных результатов дефектоскопического контроля сварных стыков воздух из ГРК должен быть спущен, давление снижено и УКРДВ должно быть демонтировано. Отверстие в трубопроводе для установки устройства должно быть заглушено металлической пробкой и обварено.

Герметизаторы должны проверяться на комплектность, наличие маркировки и исправность и пройти визуальный контроль.

Перед установкой на стенде или после установки в трубопровод герметизаторы должны быть испытаны на прочность и плотность. Количество одновременно принимаемых герметизаторов должно определяться конструктивными размерами и вместимостью камеры приема СОД.

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

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

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 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.

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

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;
- 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/м³ 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).

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

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 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.

					<i>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

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 (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>Технологический раздел по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5 Расчетная часть

Исходные данные:

$D_n = 1220$ мм – наружный диаметр;

Марка стали – 17ГС;

$t_c = -20$ °С - температура при сварке замыкающего стыка;

$t_o = 25$ °С - температура эксплуатации нефтепровода;

$\rho = 0,850$ т/м³ – средняя плотность нефти, т/м³;

$P_n = 45$ кгс/см² - рабочее давление насосной станции;

$h = 0,8$ м – глубина заложения нефтепровода;

$R_n = 1000$ м – радиус естественного изгиба нефтепровода.

5.1 Гидравлический расчет нефтепровода

На начальном этапе расчет производится через секундный расход нефти:

$$Q_c = \frac{Q_g \cdot k_n}{N \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}$$

Где Q_g – годовой расход нефти;

N – расчетное время магистрального нефтепровода (принимается равным 350 дней, с учетом остановки на ремонт и обслуживание);

ρ – плотность перекачиваемой жидкости – нефть;

k_n – коэффициент, учитывающий неравномерность перекачки (принимается для магистрального нефтепровода равным 1,07).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	РАЗРАБОТКА ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА			
Разраб		Аминов Г.Д.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О. В.					51	82
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

Подставляем данные:

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

Далее определяем внутренний диаметр нефтепровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta,$$

Где D – диаметр нефтепровода, мм;

δ – толщина стенки, мм

Подставляем данные:

$$d = 1220 - 2 \cdot 12 = 1996 \text{ мм}$$

Определяем среднюю скорость течения нефти по трубопроводу:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2},$$

Где d – внутренний диаметр.

Подставляем данные:

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

Осуществляем проверку режима течения:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu}$$

Где ν – скорость течения нефти, м/с;

V – средняя скорость течения, м/с.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$Re = \frac{1,66 \cdot 1,96 \cdot 10^4}{0,55} = 36097$$

Поскольку $Re > 2320$, определяемый режим течения как турбулентный.

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}$$

$$Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}$$

$$\varepsilon = \frac{e}{d}$$

Где ε – относительная шероховатость труб.

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

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$$

Подставляем данные:

$$\lambda = \frac{0,3164}{36097^{0,25}} = 0,023$$

Далее определяем гидравлический уклон:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

Подставляем данные:

$$i = \frac{0,023}{1,196} \cdot \frac{1,66^2}{2 \cdot 9,81} = 0,003$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Найдем потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{\text{тр}} = i \cdot L = 0,003 \cdot 363 \cdot 10^3 = 0,465 \text{ м}$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{\text{м}} = 0,02 \cdot h_{\text{тр}} = 0,02 \cdot 0,465 \cdot 10^3 = 0,0093 \text{ м}$$

Потери напора в трубопроводе полные:

$$H = h_{\text{тр}} + h_{\text{м}} + \Delta z = 0,465 + 0,0093 + 10 = 10,4743 \text{ м}$$

5.2 Проверка прочности и устойчивости

5.2.1 Проверка на прочность нефтепровода в продольном направлении

Расчетное сопротивление R_1 , оказываемое процессу растяжения:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_2}$$

Где m – коэффициент условий в котором работает трубопровод (принимается равным 0,9);

k_1 – коэффициент надежности материала (принимается равным 1,34);

k_2 – коэффициент надежности трубопровода по назначению (принимается равным 1);

R_1^H – сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений (принимается равным минимальному показателю временного сопротивления 550 МПа).

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Подставляем данные в формулу:

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

Определяем кольцевые напряжения от внутреннего давления по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}}$$

Подставляем данные в формулу:

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

Определим Ψ_2 – коэффициент, который учитывает двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}$$

Подставляем данные в формулу:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{246,68}{369,4} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{246,68}{369,4} = 0,482$$

Определяем величину продольных сжимающих напряжений:

$$\sigma_{\text{прN}} = -a \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Подставляем данные:

$$\sigma_{\text{пр}N} = -1,2 \cdot 10^{-4} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = -37,24 \text{ МПа}$$

Определим:

$$\Psi_2 \cdot R_1 = 0,482 \cdot 369,4 = 178,05 \text{ МПа}$$

Оценку на прочность трубопровода в продольном направлении осуществляют из условия:

$$|\sigma_{\text{пр}N}| \leq \Psi_2 \cdot R_1$$

По расчету: $|-37,24| \leq 178,05$ – как видим, выполняется условие прочности.

5.2.2 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

С целью оценки проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций, производится расчет и проверяется на соответствие следующему условию:

$$|\sigma_{\text{пр}}^H| \leq \Psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H$$

$$\sigma_{\text{кц}}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H$$

Где $\sigma_{\text{пр}}^H$ – максимальные продольные напряжения в сумме в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

Ψ_3 – коэффициент, зависящий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжений.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Данный коэффициент определяется по формуле:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}}$$

Где R_2^{H} – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести (принимается равным 390 МПа);

$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}$ – кольцевые напряжения от рабочего давления, МПа.

Данный показатель определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{H}}}$$

Подставляем данные:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{4,5 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 224,25 \text{ МПа}$$

Максимальные суммарные продольные напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2\rho},$$

Где $\rho=1020$ м – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

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

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$\sigma_{\text{пр2}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 224,25 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1020} =$$

$$-167,16 \text{ МПа}$$

Проверка выполняется по максимальному абсолютному значению продольному напряжению = -167,16 МПа.

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{224,25}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} \right)^2} - 0,5 \frac{224,25}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} = 0,4645$$

$$\Psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}} = 0,4645 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390 = 181,16 \text{ МПа}$$

$$|-167,16| < 181,16 \text{ – первое условие выполняется}$$

При выполнении II условия:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}$$

Условие также выполняется:

$$\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390 = 390 \text{ МПа}$$

$$224,25 \leq 390$$

Как следует из проведенного расчета, условие прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций, выполнено.

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчетная часть				

Как видно из представленных данных, крупные, мелкие и средние компании выступают в качестве основных сегментов рынка.

6.2 Определение заработной платы

6.2.1 Расчет основной заработной платы

Расчет основной заработной платы проводится для основных и вспомогательных рабочих, занятых на работах по восстановлению несущей способности МН.

Данные по составу работающей бригады представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Состав бригады по выполнению работ по восстановлению несущей способности нефтепровода

Сотрудник	Количество	Разряд	Временные трудозатраты, ч
Мастер ремонтной службы	1	10	2
Мастер ремонтной службы	1	10	22
Мастер	1	8	120
Слесарь	1	6	120
Стропальщик	1	6	6
Стропальщик	1	5	6
Сварщик	1	7	2
Экскаваторщик	1	6	1

Для нахождения заработной платы можно использовать формулу:

$$Z_p = \text{ч} \cdot T \cdot C_{\text{ч}}$$

Где ч - численность рабочих соответствующего разряда, чел.

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

C_ч - часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Расчет заработной платы персонала, занятого на данных работах, приведен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Результаты расчета заработной платы

Сотрудник	Количество	Разряд	Временные трудоzатраты, ч	Тарифная ставка	Итоговая заработная плата, руб.
Мастер ремонтной службы	1	10	2	118,0	235,9
Мастер ремонтной службы	1	10	22	118,0	2123,1
Мастер	1	8	120	68,6	8232
Слесарь	1	6	120	58,6	7032
Стропальщик	1	6	6	84,6	507,4
Стропальщик	1	5	6	68,6	411,6
Сварщик	1	7	2	94,9	190
Экскаваторщик	1	6	1	94,2	190
Всего					18951,8
Основные					15643,9
Вспомогательные					949,0
Мастера					2359,0

Далее проведем расчет суммы доплат, которая проводится с учетом премии для каждой категории работающих:

$$D_p = \frac{Z_p \cdot C_{T_{пр}}}{100},$$

Где $C_{T_{пр}}$ – доля премии от заработной платы, %.

Подставляем данные:

- доплата основному персоналу:

$$D_{p.осн} = \frac{15643,9 \cdot 40}{100} = 6257,6 \text{ руб.}$$

- доплата вспомогательному персоналу:

$$D_{p.всп} = \frac{949 \cdot 30}{100} = 284,7 \text{ руб.}$$

- доплата мастерам:

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

Далее суммируем основную заработную плату и сумму доплат по формуле:

$$З_{рас} = \sum З_p + \sum Д_p$$

Подставляем данные:

$$З_{рас} = 18951,8 + 6257,6 + 284,7 + 943,7 = 26437,8 \text{ руб.}$$

Далее определим заработную плату с учетом районного коэффициента:

$$З_{р.к.} = З_{рас} \cdot К,$$

Где К – районный коэффициент (равен 1,5).

$$З_{р.к.} = 26437,8 \cdot 1,5 = 39656,7 \text{ руб.}$$

Проведем расчет доплаты за работу в условиях Крайнего Севера и приравненных к ним местностям:

$$Доп_{сев} = \frac{З_{рас} \cdot К_{сев}}{100},$$

Где $К_{сев}$ – размер доплаты за работу в условиях Крайнего Севера и приравненных к ним местностям.

$$Доп_{сев} = 26437,8 \cdot 1,8 = 47588 \text{ руб.}$$

Общая сумма заработной платы:

$$З_{общ.} = (З_{р.к.} + Д_{сев})$$

$$З_{общ.} = 39656,7 + 47588 = 87244,7 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

6.2.2 Расчет дополнительной заработной платы

Расчет дополнительной заработной платы производится по формуле:

$$З_{\text{доп}} = \frac{З_{\text{общ}} \cdot Д}{100},$$

Где $З_{\text{общ}}$ – сумма основной заработной платы, руб.;

$Д$ – размер дополнительной заработной платы.

$$З_{\text{доп}} = \frac{87244,7 \cdot 11}{100} = 9596,9 \text{ руб.}$$

6.2.3 Расчет отчислений на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяются по формуле:

$$О_{\text{с.н.}} = \frac{(З_{\text{общ}} + З_{\text{доп}}) \cdot К_0}{100},$$

Где $К_0$ – размер отчислений на социальные нужды.

$$О_{\text{с.н.}} = \frac{(9596 + 87244,7) \cdot 30}{100} = 29052,2 \text{ руб.}$$

6.3 Расчет стоимости материалов

Расчет необходимых материалов производится по формуле:

$$С_{\text{м}} = (Ц_{\text{м}} \cdot М)N,$$

Где $Ц_{\text{м}}$ – стоимость материалов, руб.;

$М$ – количество материала.

Расчет для сварки на 70 м^2 стоимостью 70 руб.:

$$С_{\text{м}} = (70 \cdot 6700)11 = 53900 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

6.4 Расчет стоимости электроэнергии

Расчет стоимости электроэнергии производится по формуле:

$$C_{\text{ээ}} = (N_{\text{ээ}} \cdot T_p)N,$$

Где $N_{\text{ээ}}$ – норма расхода электроэнергии, руб.

T_p – время проведения работы.

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

6.5 Итоговые затраты

Сведем все затраты в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 - Итоговые затраты на проведение работ по восстановлению текущей способности магистрального нефтепровода

Показатель	Сумма, руб.
Общая сумма заработной платы	87 244,7
Общая сумма дополнительной заработной платы	9 596,9
Отчисления на социальные нужды	29 052,2
Затраты на материалы	53 900,0
Затраты на электроэнергию	6 375,6
Итого	186 169,4

Вывод: итого, общая сумма затрат на проведение работ по восстановлению текущей способности магистрального нефтепровода составляет 186 169,4 руб.

Из них 125 893,8 руб. – сумма, которая составляет фонд заработной платы на проведение работ по восстановлению текущей способности магистрального нефтепровода.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасной работы

Основным документом, регламентирующим отношения между сотрудником и работодателем, является Трудовой кодекс РФ. Согласно ему, для каждого рабочего места должна обеспечить безопасные условия труда.

Согласно трудовому кодексу РФ работникам предусматриваются следующие обязанности и гарантии:

- В соответствии с ч. 1 ст. 213 ТК РФ персонал проходит обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры для определения пригодности выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний. В соответствии с медицинскими рекомендациями указанные работники проходят внеочередные медицинские осмотры;

- В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты;

- Здоровые и безопасные условия труда. В качестве минимальных требований к условиям труда принимаются требования, установленные законодательством о труде. Своевременную выплату заработной платы в соответствии с квалификацией и сложностью труда;

- Обязательное медицинское страхование и обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в порядке и на условиях, установленных для работников действующим законодательством РФ;

- Ущерб, нанесенный работнику увечьем либо иным повреждением здоровья, связанным с использованием им своих трудовых обязанностей,

					Социальная ответственность	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подлежит возмещению.

Рабочие места при осуществлении несущей способности магистрального нефтепровода находятся в полевых условиях. Ремонтные работы могут осуществляться в любое время года, в том числе и при экстремальных погодных условиях.

7.2 Производственная безопасность

Выполнение работ по восстановлению несущей способности нефтепровода сопровождается потенциальным влиянием на сотрудников вредных и опасных производственных факторов трудового процесса.

Анализ потенциальных вредных и опасных факторов при строительстве магистрального газопровода представлены в таблице 7.1 в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015.

Таблица 7.1 – Вредные и опасные производственные факторы при строительстве магистрального газопровода

Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте	Нормативные документы, регламентирующие безопасные уровни (ПДУ) и ПДК (для вредных веществ)
ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризующиеся повышенным уровнем общей вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ОВПФ, связанные со световой средой и характеризующиеся отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
ОВПФ, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой, влажностью и скоростью движения воздуха	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

ОВПФ, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека (запыленность, загазованность, сварочная аэрозоль)	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части)	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
ОВПФ, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

Итак, в результате проведенного анализа были определены потенциально опасные и вредные факторы, которые могут воздействовать на работающих в условиях восстановления несущей способности магистрального нефтепровода.

7.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

ОВПФ, характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума

Воздействие высоких уровней шума может привести к необратимой потере слуха. Ни хирургическое вмешательство, ни слуховой аппарат не могут помочь исправить этот тип потери слуха. Кратковременное воздействие громкого шума также может вызвать временное изменение слуха (может возникнуть ощущение заложенности ушей) или звон в ушах (тиннитус). Эти краткосрочные проблемы могут исчезнуть в течение нескольких минут или часов после прекращения шума. Однако многократное воздействие громкого шума может привести к постоянному звону в ушах и / или потере слуха.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Громкий шум может создавать физический и психологический стресс, снижать производительность, мешать общению и концентрации внимания, а также способствовать несчастным случаям на производстве и травмам, затрудняя прослушивание предупреждающих сигналов. Последствия потери слуха, вызванной шумом, могут быть глубокими, ограничивая вашу способность слышать высокочастотные звуки, понимать речь и серьезно ухудшая способность общаться.

При восстановлении несущей способности нефтепровода источником повышенного шума может быть работа экскаватора, работа спецтехники, насосного оборудования для откачки нефти с ремонтируемого участка и пр.

Уровень шума не должен превышать допустимый – 80 дБА.

Средства защиты органов слуха, используемые на рабочем месте, представлены берушами и наушниками. Правильное и постоянное применение средств защиты слуха снижает шумовую нагрузку для наушников на 20-30 дБ. Чтобы добиться эффективного снижения шумового воздействия, необходимо постоянно применять средства защиты органов слуха. Даже кратковременное снятие средств защиты в условиях шума значительно снижает эффективность защиты. Наушники должны плотно закрывать уши. В случае несоблюдения перечисленных условий уровень снижения шума составит не более 10 дБ.

К средствам защиты от повышенного уровня шума являются элементы производственной конструкции (кабины, экраны, шумопоглощающие прокладки).

Еще важным фактором является сочетание режимов труда и отдыха.

ОВПФ, связанные с общей вибрации

Применяемые в работах насосы и спец. техника являются источником как общей, так и локальной вибрации.

В зависимости от ее направления и поражаемой части тела вибрация оказывает различное воздействие на здоровье, которое влияет на

									Лист
									69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				

трудоспособность работника. На заключительной стадии большинство заболеваний неизлечимы, поэтому необходима профилактика.

При превышении определенного уровня передаваемая вибрация может нанести вред человеческому организму различными способами. Кратковременное воздействие интенсивной вибрации может привести к дискомфорту и, следовательно, снижению производительности. Хроническое воздействие может вначале привести к функциональным, а затем и органическим отклонениям: изменениям в функциях организма или даже структуре тканей, которые вызывают нарушения. «Грубые» вибрации, которые в основном имеют низкую частоту и высокую амплитуду, вредят преимущественно костям и суставам. Высокочастотные и низкоамплитудные «плавные» вибрации повреждают главным образом мягкие ткани. В целом, ударные устройства более опасны, чем устройства с вращающимся механизмом. Помимо физических характеристик вибрации, серьезность повреждений зависит от других факторов, таких как: шум, влажность, холод, эргономика и методы работы [7][8].

В зависимости от места проникновения вибрации в организм человека можно различать локальную (сегментарную) вибрацию и вибрацию всего тела. Локальная вибрация возникает преимущественно в кистях рук, поскольку рабочий в основном управляет инструментами / машинами руками.). Источником может быть вибрирующий ручной инструмент или рабочий объект, обрабатываемый вибрационной машиной (например, с помощью шлифовальной машины на подставке). Источником вибрации всего тела является платформа, на которой находится работник, и она передает вибрацию находящейся поблизости вибрационной машине. Она проникает в организм человека через нижние конечности или ягодичную область. Комбинированное воздействие - это одновременное присутствие обоих видов. Примером комбинированного воздействия является вождение и эксплуатация тяжелого оборудования;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

сенсорной и нервно-мешочной функции. Работы в охлаждающей среде должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения.

Лиц, приступающих к работе на холоде, следует проинформировать о его влиянии на организм и мерах предупреждения охлаждения. Работающие на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом СИЗ от холода, имеющим теплоизоляцию, соответствующую определенным величинам для различных климатических регионов (поясов).

Во избежание локального охлаждения тела работников и уменьшения, общих теплотерь с поверхности тела их следует обеспечивать перчатками, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию.

При выполнении технологических работ на рабочих местах объекта для их безопасного выполнения предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). В общем перечень существующих СИЗ достаточно велик, и выбор того или иного средства напрямую зависит от характера выполняемых работ и цели, применение которых они преследуют. В целом требования, предъявляемые к спецодежде, заключаются в обеспечении наибольшего комфорта для человека, а также желаемой безопасности.

Рабочие обязаны на рабочем месте носить спецодежду. В зависимости от времени года, это – костюм или комбинезон хлопчатобумажный – в летний период, куртка для защиты от пониженных температур с пристегивающейся утепляющей прокладкой – в холодный. Во избежание травм стоп и пальцев ног при работе с тяжелыми предметами и при производстве работ, где есть риск падения предметов, станочнику необходимо носить защитную обувь (ботинки).

Для защиты рук при работах применяются перчатки комбинированные, перчатки с защитным покрытием, и для проведения специализированных работ в холодный период года - перчатки нефтеморозостойкие [14].

										Лист
										73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность					

К работам при низких температурах на открытом воздухе и в не отапливаемых помещениях допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие:

- предварительный (при поступлении на работу) или периодический медицинский осмотр и годные по состоянию здоровья;
- вводный инструктаж по охране труда и пожарной безопасности;
- первичный инструктаж на рабочем месте по охране труда и пожарной безопасности.

При выполнении работ при низких температурах на открытом воздухе и в не отапливаемых помещениях основным опасным производственным фактором, который может привести к несчастным случаям, является обморожение от воздействия низкой температуры.

Лиц, приступающих к работе на холоде, следует проинформировать о его влиянии на организм. Также следует проинформировать о мерах и способах оказания первой(доврачебной) медицинской помощи.

В целях нормализации теплового состояния человека температура в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25 °С, при обогреве следует снимать верхнюю утепленную одежду.

При подготовке к работам работник обязан:

- одеть спецодежду, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты для работы при низких температурах на открытом воздухе и в не отапливаемых помещениях в соответствии с погодными условиями.
- подобрать необходимый инструмент с учетом хрупкости металла и материалов при низких температурах [12].

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы
Работы проходят с использованием техники и оборудования. Площадка строительства представляет собой опасность со стороны движущихся машин и механизмов. Наиболее типичными опасностями для данного фактора падение предмета и т.д. на человека, обрушение грунта.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне, а также предупреждающие знаки. Ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов.

ОВПФ, связанные с электрическим током/

Причинами электротравматизма при эксплуатации являются:

- в большинстве случаев, это несоблюдение техники безопасности при проведении работ, связанных с электрооборудованием. Для исключения данной причины следует ;проводить постоянные инструктажи и проверку знаний;

- неисправное электрооборудование, которое может быть использовано при выполнении работ. Для исключения данной причины нужно проводить проверку оборудования перед началом работ (с соблюдением техники безопасности);

- отсутствие защитного заземления;

- отсутствие средств индивидуальной защиты от поражения электрическим током. Данная причина может быть исключена опять же проведением инструктажа, проверки знаний, контролю за наличием и исправном состоянии средств индивидуальной защиты

Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться путем:

- применения надлежащей изоляции, а в отдельных случаях - повышенной;

- применения блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

- надежного и быстродействующего автоматического отключения частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети, в том числе защитного отключения;

- заземления или зануления корпусов электрооборудования и элементов электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции [11];

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

- применения напряжений 42 В и ниже переменного тока частотой 50 Гц и 110 В и ниже постоянного тока;

- применения предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;

- использования средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического поля в электроустановках, в которых его напряженность превышает допустимые нормы.

Работники, относящиеся к электротехническому персоналу, а также электротехнологический персонал должны пройти проверку знаний правил и инструкций по устройству электроустановок, по технической эксплуатации электроустановок, а также применения защитных средств в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Требования, установленные для электротехнического персонала, являются обязательными и для электротехнологического персонала.

Электротехнический персонал должен проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

Для обеспечения безопасности жизнедеятельности при обслуживании электроустановок и надежности работы необходимо точное соблюдение правил эксплуатации электроустановок потребителей и проведение мероприятий по защите от электротравматизма.

Мероприятия по предупреждению поражения человека электрическим током и повседневная профилактическая работа включают в себя определенные аспекты деятельности.

Безопасность обслуживающего персонала на месторождении должна обеспечиваться выполнением мер защиты:

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
- использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряженность превышает допустимые нормы.

7.4 Экологическая безопасность

Наибольшее воздействие на атмосферу в процессе проведения работ по восстановлению несущей способности представляют различные машины, применяемые в процессе строительства и вредные выбросы, которые исходят от них.

При восстановлению несущей способности МН не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водных ресурсов.

Для защиты поверхностных вод предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки;
- Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках;
- Очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей.

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

С точки зрения ОХС аварией на объекте строительства является нарушение хранения вредных отходов и попадание отработанных масел и иных отходов применения машин в почву.

На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности.

7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.01-2019 [18] все объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в ЧС. Перечень возможных ЧС: стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры, социального характера (террористический акт), техногенного характера (производственная авария).

Наиболее вероятная ЧС на площадке строительства - это пожар. Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П-I – зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия. Взрывоопасная зона 2-го класса - зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Класс возможного пожара – пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов (В).

К первичным средствам пожаротушения относятся переносные и передвижные огнетушители, оборудование пожарных кранов, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Заключение

В ходе написания работы по разработке организационно-технических мероприятий по восстановлению несущей способности магистрального нефтепровода были решены следующие задачи.

Проведен литературный обзор по дефектам нефтепровода, а именно дефекты на участке секции, комбинированные дефекты, дефекты в области сварных швов и иные дефекты.

В технологическом разделе рассмотрена технология работ по ремонту дефектов нефтепровода с вырезкой «катушки».

В расчетной части проведен гидравлический расчет нефтепровода, проведена проверка на прочность и устойчивость, на прочность нефтепровода в продольном направлении, проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций.

Проведен расчет по финансовому менеджменту, ресурсоэффективности и ресурсосбережению

Рассмотрены правовые и организационные вопросы безопасной работы, производственная безопасность, анализ опасных и вредных производственных факторов, экологическая безопасность и безопасность в ЧС.

					РАЗРАБОТКА ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб		Аминов Г.Д.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О. В.					79	82
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Список использованных источников

1. Field listing: Pipelines [Электронный ресурс] // The World Factbook / Central Intelligence Agency. — Режим доступа: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/fields/2117.html> (дата обращения: 20.04.23).

2. Булавинцева, А. Д. Динамика аварий по причиненному ущербу на линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» / А. Д. Булавинцева, П. М. Мазуркин // Современные наукоемкие технологии. - 2011. - № 4. - С. 64-67.

3. Вопросы защиты от коррозии в проектно-сметной документации на объектах нефтегазового комплекса / В. М. Мезенов [и др.] // Журнал нефтегазового строительства. - 2015. - № 1. - С. 24-29.

4. Вышемирский, Е. М. Сварочное производство ОАО «Газпром». Новые требования нормативных документов / Е. М. Вышемирский // Журнал нефтегазового строительства. - 2015. - № 1. - С. 30-39.

5. Hopkins, P. Pipelines: Past, Present, and Future / P. Hopkins // The 5th Asian Pacific IIW International Congress. — Sydney, 2007. — 27 p.

6. Лукьянов, В. Ф. Ремонт конструкций и восстановления деталей сваркой и наплавкой: учеб. пособие / В. Ф. Лукьянов, Ю. Г. Людмирский, Н. Г. Дюргеров. - Ростов-на-Дону : Изд. центр ДГТУ, 2011. - 220 с.

7. Bruce, W.-A. Advantages of Steel Sleeves over Composite Materials for Pipeline Repair / W.-A. Bruce, W.-E. Amend // Evaluation, Rehabilitation & Repair of Pipelines : conferences. — Berlin, 2010. — P. 32-34.

					<i>РАЗРАБОТКА ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						
<i>Разраб</i>		<i>Аминов Г.Д.</i>			<i>Заключение</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О. В.</i>							80	82
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>						<i>Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1</i>		

8. Kiefner, J.-F. A Study of Two Methods for Repairing Defects in Line Pipe / J.-F. Kiefner, A.-R. Duffy // Final Report to the Pipeline Research Committee of the American Gas Assotiation : Catalog № L22275. — 1974. — October 31. — 3 p.

9. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов : руководящий документ РД 23.040.00-КТН-090-07 [Электронный ресурс] / ОАО «АК "Транснефть"». — Режим доступа: http://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/54/54762/ (дата обращения : 20.04.23).

10. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов: стандарт организации СТО Газпром 2-2.3-137-2007. Часть II [Электронный ресурс] / ООО «ВНИИГАЗ»; ОАО «Газпром». - Режим доступа: <http://www.skonline.ru/doc/59438.html> (дата обращения : 20.04.23).

11. Лукьянов, А. А. Анализ напряженно-деформированного состояния ремонтных конструкций магистральных трубопроводов / А. А. Лукьянов // Сварка и контроль - 2013 : мат-лы Междунар. науч.-техн. конф. - Пермь : Изд. ПНИПУ, 2013. - С. 181- 188.

12. Куркин, А. С. Особенности ремонтных конструкций и технологий их сварки при ремонте магистральных трубопроводов без замены / А. С. Куркин, В. В. Бровко, П. А. Пономарев // Журнал нефтегазового строительства. - 2015. - № 1. - С. 40-43.

13. Технология ремонта трубопроводов с применением чопов, патрубков и тройников : руководящий документ РД-91.200.00-КТН-119-07 [Электронный ресурс] / ОАО «АК "Транснефть"» ; ОАО ВНИИСТ. — Режим доступа: http://www.complexdoc.ru/ntdpdf/532551/tekhnologiya_remonta_truboprovodov_s_primeneniem_chopov_patrubkov_i_troini_2_k.pdf (дата обращения : 20.04.23).

										Лист
										81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заключение					

14. Fawley, N.-C. Development of Fiberglass Composite Systems for Natural Gas Pipeline Service. Final Report, § January 1987 — March 1994 / N.-C. Fawley. — Alexandria : National Technical Information Service, 1994. — 110 p.

15. Stephens, D.-R. Field Validation of Composite Repair of Gas Transmission Pipelines / D.-R. Stephens, T. Kilinski // Annual Report to the Gas Research Institute GRI-94/0139. — 1994. — 86 p.

16. Шарыгин, Ю. М. Повышение прочности дефектных труб, усиленных композитными муфтами с болтовым соединением / Ю. М. Шарыгин, С. В. Романцов, А. М. Шарыгин // Транспорт и подземное хранение газа. — 2002. — № 3. — С. 104-107.

17. Устройство ремонта трубопровода: патент 80530 Рос. Федерация : F16L1/024 / В. В. Юдин, В. В. Лещенко, В. И. Винокуров. — № 2008141387 ; заявл. 21.10.08 ; опубл. 10.02.09, Бюл. № 4. — 3 с.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
						82
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		