

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»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организация и обеспечение ремонтно – восстановительных работ нефтепровода в условиях горной местности»

УДК 622.692.4.053-049.32(23.0)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б71Т	Сергеев А.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т.Г.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Мезенцева И.Л.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б71Т	Сергееву Александру Александровичу

Тема работы:

«Организация и обеспечение ремонтно – восстановительных работ нефтепровода в условиях горной местности»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.02.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Подводный переход МН «Тенгиз – Новороссийск» через р. Баканка 1476 км.</p> <p>Диаметр трубопровода - 1420 мм</p> <p>Толщина стенки трубопровода - 14,2 мм</p> <p>Давление в трубопроводе – 7,5 МПа</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Изучение нормативно-технической документации по эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях сильнопересеченной местности. 2. Анализ технических решений по повышению эффективности выполнения ремонтно – восстановительных работ в условиях горной местности. 3. Разработка рекомендаций по организации ремонтно - восстановительных работ в условиях горной местности. 4. Произвести технологические расчеты стенки трубопровода и необходимого количества композитного состава.
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Т.Г.
«Социальная ответственность»	Мезенцева И.Л.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	27.12.2020г
--	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З – 2Б71Т	Сергеев Александр Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б71Т	Сергеев Александр Александрович

Инженерная Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Оклад руководителя – 36174 руб. Оклад инженера – 18426 руб. Материальные затраты – 1286,25 руб.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Накладные расходы 14%; Районный коэффициент 30% Норма амортизации 33,3 %</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	<i>Анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ</i>
2. Разработка устава научно-технического проекта	<i>Планирование работ; Разработка диаграммы Ганта; Формирование бюджета затрат на научно- исследовательскую работу.</i>
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	<i>Описание потенциального эффекта</i>

Перечень графического материала

1. Таблицы;
2. Матрица SWOT;
3. Диаграмма Ганта.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	Доцент, к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Сергеев Александр Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б71Т	Сергеев Александр Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Обеспечение и проведение ремонтно – восстановительных работ в условиях горной местности	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Участок МН Тенгиз – Новороссийск 1476-й км.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*; – Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.01.1997 №116 ФЗ; – СТО Газпром 2 - 3.5 - 051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов»;
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – Превышение уровней шума; – Превышение уровней вибрации; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; – Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные);

	<ul style="list-style-type: none"> - Электрический ток; - Электрическая дуга и металлические искры при сварке.
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования</p> <p>Гидросфера: загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)</p> <p>Литосфера: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.</p> <p>Засорение почвы производственными отходами</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: наводнения, ураганы, лесные пожары, разгерметизация МН, сейсмическая активность.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: Разрыв газопровода на подводном переходе через р.Баканка в русле реки или опасной зоне</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Сергеев Александр Александрович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2021г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2021	<i>Обзор нормативно – технической документации</i>	...
28.03.2021	<i>Анализ технических решений по повышению эффективности выполнения ремонтно – восстановительных работ в условиях горной местности</i>	...
15.04.2021	<i>Разработка рекомендаций по организации ремонтно - восстановительных работ в условиях горной местности.</i>	
29.04.2021	<i>Технологические расчеты</i>	
05.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
15.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	
25.05.2021	<i>Заключение</i>	
06.06.2021	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В..	к.п.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ЛИТРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	12
ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	15
1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ.....	15
1.2 Климатическая характеристика района работ.....	15
1.3 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ.....	17
1.4 Краткая экономическая характеристика района работ.....	18
2 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕМОНТНО – ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ГОРНОЙ МЕСТНОСТИ.....	20
2.1 Методы ремонта дефектных участков нефтепровода.....	20
2.1.1 Шлифовка.....	21
2.1.2 Заварка дефектов.....	22
2.1.3 Вырезка дефектов.....	23
2.1.4 Установка ремонтных муфт.....	23
2.2 Обоснование проведения ремонта по устранению дефекта на горном участке магистрального нефтепровода.....	25
3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	27
3.1 Исходные данные.....	27
3.2 Расчет толщины стенки трубопровода в условиях горной местности.....	27
3.3 Расчет необходимого количества герметика и композитного состава.....	30
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	31
4.1 Подготовительные работы в горных условиях.....	31
4.1.1 Обследование трассы.....	31
4.1.2 Расчистка трассы от лесорастительности и валунов.....	32

					<i>Организация и обеспечение ремонтно-восстановительных работ нефтепровода в условиях горной местности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сергеев А.А.</i>			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					10	98
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 3-2571Т		

4.1.3 Устройство подъездов и полок.....	34
4.1.4 Обустройство обводного русла горной реки.....	39
4.2 Основы метода ремонта по композитно-муфтовой технологии.....	40
4.3 Характеристика ремонтной конструкции.....	43
4.4 Технологические операции, выполняемые при установке ремонтной конструкции.....	45
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	84
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	84
6.2 Производственная безопасность.....	87
6.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	87
6.3 Экологическая безопасность.....	92
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	94
6.4.1 Мероприятия по предотвращению ЧС, разработка порядка действий в случае ЧС.....	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	97

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Данная тема строго регламентируется нормативными документами:

- СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*;
- СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42- 80* «Магистральные трубопроводы», СП 34-112-97 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Комплексная технология и организация;
- РД 23.040.00-КТН-201-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология проведения ремонта трубопровода с применением ремонтных конструкций»;
- РД 93.010.00-КТН-114-07 Правила производства и приемки строительно-монтажных работ;
- ВРД КТК 09-09.14* «Правила технической эксплуатации нефтепроводной системы КТК»;
- ВРД КТК 32-12.13 «Регламент ремонта дефектов стенки трубы, сварочных стыков и изоляции на трубопроводах КТК».

					<i>Организация и обеспечение ремонтно-восстановительных работ нефтепровода в условиях горной местности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сергеев А.А.</i>			<i>Литературный обзор</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					12	98
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2571Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

ВВЕДЕНИЕ

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой отрасли промышленности чрезвычайно высока. Он является основным и одним из дешевых видов транспорта нефти от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и экспорт. Магистральные трубопроводы, обеспечивая энергетическую безопасность страны, в тоже время позволяют разгрузить железнодорожный транспорт для перевозок других важных для народного хозяйства грузов.

Особого внимания заслуживает проведение ремонтно-восстановительных работ трубопроводов, проложенных в сложных инженерно- геологических или природно-климатических условиях. Изменение внутренних и внешних нагрузок на трубопровод и наличие неоднородности грунта по длине трассы обуславливает неравномерную осадку, всплывание (выпучивание) трубопровода, ведущих к его отклонению от проектного положения, что приводит к перераспределению нагрузки и возникновению в нем чрезмерных деформаций, которые являются одной из основных причин отказов и аварий трубопроводов.

Горная местность представляет собой комплекс многообразия рельефа, геологических структур, гидрологических и климатических особенностей. Методы производства работ в этих условиях должны быть достаточно гибкими и разнообразными. Подготовка трассы сводится здесь не просто к планировке полосы отвода, корчевке леса, а часто требует разработки большого объема горных пород для строительства полков, которые представляют собой сочетания полувыемок и полунасыпей. Вынужденная ограниченность в ширине полки требует применения последовательности работ и устройства траншей до вывозки труб на трассу и монтажа трубопроводов.

					<i>Организация и обеспечение ремонтно-восстановительных работ нефтепровода в условиях горной местности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сергеев А.А.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					13	98
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2571Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Из этого следует **актуальность** работы: проблема снижения повышенного риска эксплуатации подводных переходов МН в условиях горной местности. Анализ технических решений, направленных на увеличение срока службы и повышение безопасности эксплуатации МН.

Цель работы: Разработка комплекса мероприятий по обеспечению и организации ремонтно – восстановительных работ нефтепровода в условиях горной местности

Для достижения поставленной цели, необходимо выполнить следующие **задачи:**

1. Изучение нормативно-технической документации по эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях сильнопересеченной местности.
2. Анализ технических решений по повышению эффективности выполнения ремонтно – восстановительных работ в условиях горной местности.
3. Разработка рекомендаций по организации ремонтно - восстановительных работ в условиях горной местности.
4. Произвести технологические расчеты.

Объект исследования: подводный переход МН «Тенгиз – Новороссийск» через р. Баканка 1476 км. обслуживаемый АО «КТК».

Предмет исследования: организация работ по проведению ремонтно – восстановительных работ

Практическая значимость: выводы по данной работе могут быть использованы для организация и обеспечение ремонтно – восстановительных работ нефтепровода, проходящих по сложным рельефам местности.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ

В административном отношении район производства работ относится к Крымскому району Краснодарского края. Участок строительства перехода через р. Баканку находится на 1476 км нефтепровода Тенгиз - Новороссийск.

Рельеф территории объекта входит в две зоны: прикубанскую наклонную равнину и область средневысотных гор западной оконечности Большого Кавказа. В рельефном отношении эта территория является сильно расчлененной, эта область представлена невысокими – от 100 до 200 м над уровнем моря – холмами и водоразделами, вытянутыми преимущественно с юга на север. Крутизна склонов различна. Большое количество осадков в условиях горного рельефа этой части района вызывает широкое развитие водной эрозии, проявляющейся ежегодно.

Территория района работ расположена в горной местности покрытую смешанным лесом. Древесная растительность в основном представлена тальником и березой.

1.2 Климатическая характеристика района работ

По схеме климатического районирования Краснодарского края территория Крымского района входит во второй агроклиматический район в предгорную зону Северного Кавказа, для которого характерны: продолжительная, теплая, сухая осень, мягкая зима с частыми оттепелями, сравнительно влажная весна и жаркое лето, с довольно продолжительным сухим

					Организация и обеспечение ремонтно-восстановительных работ нефтепровода в условиях горной местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сергеев А.А.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					15	98
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2571Т		

периодом, достигающим 2 месяцев. Территория края располагается на границе двух поясов - умеренного и субтропического, с чем и связаны особенности радиационного режима и циркуляции атмосферы.

Близость Чёрного моря создает благоприятно умеренно континентальный климат. По данным городской метеослужбы зима наступает в конце декабря, отрицательные среднемесячные температуры воздуха $-1,1$ $-0,4$. В отдельные холодные дни января до -30C . В третьей декаде февраля наблюдается продолжительная оттепель, так называемые «февральские окна». В это время температура воздуха максимально достигает $+20\text{C}$. Часто в марте наблюдается возврат холодов (до -24C). Начало лета в 1-2 декаде мая. Самый теплый месяц – июль, среднемесячная температура $+22,60\text{C}$. Продолжительность летнего периода 135–140 дней. Продолжительность периода со среднесуточной температурой выше $+50$ – 243 дня в равнинной части, и 228 дней – в предгорной. Сумма температур выше $+100$ составляет -3443 . В районе насчитывается 65 дней с температурой свыше $+20\text{C}$. Наиболее холодным месяцем является январь со среднемесячной температурой от $1,50\text{C}$ до -20C . Однако в отдельные годы температура может опускаться до -36C , хотя продолжительность её действия небольшая. Максимальное промерзание почвы по многолетним данным наблюдалось на глубине 45 см.

Осадков в предгорной зоне выпадает несколько больше (698 мм в год), чем на равнине (628 мм). Максимум их приходится на теплый период: в предгорьях 370 мм и равнине – 386 мм. В июне-июле осадков выпадает более 60 мм в месяц. Однако накопление влаги в почве происходит в основном за счет осадков холодного периода, так как в теплый период они большей частью расходуются на испарение. Летние осадки выпадают в основном в виде непродолжительных ливней, которые в условиях предгорной зоны вызывают сильную эрозию. Общий запаса влаги, накапливаемой в почве, повсеместно культур. Однако, несмотря на хорошую увлажненность, в районе довольно часто наблюдаются засухи. За вегетационный период насчитывается около 65 дней без

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

осадков. Район часто подвергается воздействию суховеев. Чаще всего они бывают на востоке (свыше 70 дней).

1.3 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ

Район работ расположен в горной системе Большого Кавказа на стыке с Кубанской равнины.

Территория края сложена разнообразными горными породами. Здесь представлены как осадочные толщи, так и магматические и метаморфические породы в возрастном диапазоне от докембрия до четвертичного периода включительно. Для строительства наиболее важное значение имеют широко распространенные в освоенной части Краснодарского края четвертичные отложения различного генезиса.

В предгорных и межгорных депрессиях развиты: пролювиальные и аллювиально-пролювиальные отложения предгорных наклонных равнин, образованных слиянием обширных конусов выноса (галечники, суглинки, пески), аллювиальные образования террас (галечники, суглинки, пески), покровы лессовидных суглинков полигенного происхождения, морские отложения, представленные мелководной фацией (конгломераты, галечники, пески, ракушечники, суглинки, глины)

Все вышеперечисленные отложения содержат подземные воды, которые по условию залегания разделяются на две группы - грунтовые и напорные.

Грунтовые воды, несмотря на небольшую глубину залегания и широкое практическое использование, изучены еще очень слабо. Они отличаются весьма разнообразным химическим составом и пестрой минерализацией.

Напорные воды изучены более подробно. Они имеют довольно выраженный характер распространения и не отличаются такой пестротой минерализации и химического состава, что позволяет установить их

					Общая часть	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

гидрохимическую зональность на значительных площадях. На большей части территории Краснодарского края напорные воды четвертичных отложений имеют локальное распространение. В западной части ее они связаны с континентальными песчано-галечниковыми отложениями нижнего, среднего и верхнего отделов четвертичной системы залегающими на отложениях верхнего плиоцена. Мощность их колеблется от 30 до 50м. Воды вскрываются скважинами на глубинах от 10 до 40 м, причем они обладают небольшими напорами и на поверхность обычно не само изливаются. Воды пресные, преимущественно гидрокарбонатно-кальциевые и гидрокарбонатно-кальциево-натриевые. Питание водоносных горизонтов происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, а также напорных вод нижележащих верхнеплиоценовых отложений. Разгрузка его осуществляется лишь частично - в вышележащие четвертичные образования. Водоносный горизонт используется для водоснабжения многих населенных пунктов, в том числе и г. Краснодара.

1.4 Краткая экономическая характеристика района работ

На территории Крымского района Краснодарского края развита промышленность, сельское хозяйство, розничная торговля и платные услуги, строительство.

Крымский район имеет различные природные ресурсы. Инвестиционным потенциалом Крымского района являются месторождения с запасами полезных ископаемых, таких как глинистое сырье для производства кирпича (запасов 2 410,3 тыс. м3), керамзита (запасов 5 715 тыс. м3); кремнистое сырье (запасов 87 661 тыс.м3), камни строительные (запасов 6 112 тыс.м3), пески стекольные (запасов 461 300 тыс.м3), пески силикатные (запасов 13 952 тыс. м3), пески кварцевые и другое.

Достаточно большое количество месторождений полезных ископаемых, имеющих на территории Крымского района, способствует созданию

					Общая часть	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предприятий по производству строительных материалов, а также развитию кирпичного, керамзитового и стекольного производства.

Леса занимают 12,6 % территории (340 тыс. га). Животный мир: 57 видов млекопитающих, 300 — птиц, 30 — пресноводных рыб, 14 — пресмыкающихся, 6 — земноводных. Млекопитающие: заяц-русак, ежи, хорек степной. Птицы: соколы, дятлы, совы, сизый голубь, на озерах — мартын. Акклиматизированы: свинья среднеазиатская, свинья дальневосточная, кролик дикий.

Численность постоянного населения составляет 134,5 тыс. человек.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

2. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕМОНТНО - ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ГОРНОЙ МЕСТНОСТИ

2.1 Методы ремонта дефектных участков нефтепровода

До недавнего времени все изношенные аварийные или находящиеся в предельном состоянии нефтепроводы можно было отремонтировать следующими способами:

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

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

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

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

Конструкции временного ремонта применяются на ограниченный период времени, установка их в плановом порядке запрещается. К конструкциям для временного ремонта относятся не обжимная приварная муфта и муфта

					Организация и обеспечение ремонтно-восстановительных работ нефтепровода в условиях горной местности		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Сергеев А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				20	98
Консульт.					ТПУ гр. 3-2571Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Анализ технических решений по повышению эффективности выполнения ремонтно – восстановительных работ в условиях горной местности		

с коническими переходами. Муфты этих типов разрешается применять для аварийного ремонта с последующей заменой в течение одного календарного месяца и для ремонта гофр на срок не более одного года с обязательной последующей заменой на постоянные методы ремонта.

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

2.1.1. Шлифовка

Шлифовка используется для ремонта участков труб с дефектами глубиной до 20% от номинальной толщины стенки трубы типа потеря металла (коррозионные дефекты, риски), расслоение с выходом на поверхность, мелких трещин, а также дефектов типа "аномалии сварного шва" (чешуйчатость, поры, выходящие на поверхность).

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

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

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

					<i>Анализ технических решений по повышению эффективности выполнения ремонтно – восстановительных работ в условиях горной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.1.2. Заварка дефектов

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

Заварка допускается, если глубина и максимальный линейный размер одиночного дефекта (длина, диаметр) или его площадь не превышают величин. Расстояние между смежными повреждениями должно быть не менее $4t$ (t – номинальная толщина стенки трубы). Расстояние от завариваемых дефектов до сварных швов, в том числе до спиральных, должно быть не менее $4t$.

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

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

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

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

					<i>Анализ технических решений по повышению эффективности выполнения ремонтно – восстановительных работ в условиях горной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

2.1.3. Вырезка дефектов

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

Порядок организации и выполнения работ по вырезке и врезке «катушек», требования к врезаемым «катушкам» определяются РД – 23.040.00 – КТН – 064 – 18.

2.1.4. Установка ремонтных муфт

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

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

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

Для изготовления муфт применяются низколегированные стали марок 09Г2С, 10ХСНД, 13Г1С-У, 17Г1С-У или аналогичные им. Толщина стенки муфты и ее элементов при одинаковой прочности металла трубы и муфты должна быть не меньше толщины стенки ремонтируемой трубы. При этом толщина стенки муфты не должна превышать толщину стенки трубы более чем

					<i>Анализ технических решений по повышению эффективности выполнения ремонтно – восстановительных работ в условиях горной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

на 20% (допускается превышение 20% при округлении величины толщины стенки муфты до ближайшего стандартного значения толщины листа). Все элементы муфты должны быть одинаковой толщины.

Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин, задиров и рисок на поверхности муфт не допускаются. Установка муфт должна производиться в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-201-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций»

В целях правильности выбора ремонтной конструкции необходимо определить тип и фактические параметры дефекта с составлением акта проведения дефектоскопического контроля.

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

Композитная муфта устанавливается по композитно-муфтовой технологии. Композитные материалы должны быть испытаны и допущены к применению установленным порядком. Подъем и опускание нефтепровода при ведении работ по установке муфт не допускаются.

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

Все сварные швы муфты при изготовлении должны пройти 100% визуальный и радиографический контроль. При установке муфты на трубу все монтажные сварные швы и около шовные зоны поверхности основного металла должны пройти контроль в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-201-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций»

					<i>Анализ технических решений по повышению эффективности выполнения ремонтно – восстановительных работ в условиях горной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

2.2 Обоснование проведения ремонта по устранению дефекта на горном участке магистрального нефтепровода

В соответствии с внутренним регламентирующим документом (ВРД) КТК 09-09.14* «Правила технической эксплуатации нефтепроводной системы КТК» проводилась периодическая внутритрубная диагностика (ВТД), по результатам которой формируются планы-графики устранения дефектов стенки магистрального нефтепровода (МН) Тенгиз — Новороссийск. Методы ремонта дефектов регламентируются документом ВРД КТК 32-12.13 «Регламент ремонта дефектов стенки трубы, сварочных стыков и изоляции на трубопроводах КТК».

Диагностические исследования нефтепроводов с помощью внутритрубных инспекционных приборов (ВИП) выявили присутствие на трубе недопустимых изъянов геометрии вмятины и гофры, что вызвало необходимость починки линейной части нефтепровода.



Рисунок 1 – дефект трубопровода в виде гофры

					Анализ технических решений по повышению эффективности выполнения ремонтно – восстановительных работ в условиях горной местности	Лист 25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основные технические решения приняты согласно ВРД КТК 32-12.13 «Регламент ремонта дефектов стенки трубы, сварочных стыков и изоляции на трубопроводах КТК», рекомендациям ОАО «ЦТД «Диаскан» и заключаются в ремонте изъянного участка нефтепровода путем установки составных композитных муфт типа П-1, так как длина требуемой для починки муфты превышает 3500 мм. L муфты = 4000мм (2000+2000).

Характеристики используемой муфты:

- толщина стенки муфты для трубопровода $\phi 1420$ мм – 14мм;
- для изготовления муфт обязана быть использована сталь в хладостойком исполнении (второй уровень качества), класс прочности не ниже K52.

Окончательное решение о методе починки изъяна принимается после проведения дополнительного изъяноскопического проверки (ДДК). ДДК изъянного участка проводится с целью идентификации изъяна, обнаруженного ВИП, и включает ультразвуковую толщинометрию стенки трубы в районе изъяна, визуальное - измерительный контроль параметров изъяна, магнитопорошковый контроль рисок с целью выявления в них дополнительных (не обнаруженных ВИП) изъянов, ультразвуковую изъяноскопию металла и сварных швов магистральных нефтепроводов. Идентификация и ДДК проводятся для всех изъянов, подлежащих ремонту позже вскрытия соответствующих участков для проведения починки. Идентификация изъяна заключается в определении типа, истинных границ и размеров изъяна, сравнении их с данными отчета по пропуску ВИП и установлении факта их идентичности. Ремонт выполняется при давлении в трубопроводе не более 2,5 МПа.

					<i>Анализ технических решений по повышению эффективности выполнения ремонтно – восстановительных работ в условиях горной местности</i>	<i>Лист</i> 26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Исходные данные

- 1) Наружный диаметр трубопровода $D_H = 1420$ мм;
- 2) Давление в трубопроводе $P = 7,5$ МПа;
- 3) Длина трубопровода $L = 8000$ м.
- 4) Категория участка III;
- 5) Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления $n_p = 1,10$;
- 6) Коэффициент условий работы трубопровода $m = 0,99$;

По сортаменту выбираем для нефтепровода прямошовные трубы отечественного производства Харцызского трубного завода с временным сопротивлением

разрыву $\sigma_{вр} = R_1^H = 570$ МПа и пределом текучести $\sigma_m = R_2^H = 470$ МПа

k_1 – коэффициент надежности по металлу, $k_1 = 1,34$;

k_H – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, $k_H = 1,210$.

3.2 Расчет толщины стенки трубопровода

По исходным данным произведем расчет толщины стенки трубопровода.

Расчетное сопротивление сжатию металла определим определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{m \cdot R_1^H}{k_1 \cdot k_H}, \quad (1)$$

$$R_1 = \frac{0,99 \cdot 570}{1,34 \cdot 1,21} = 348 \text{ МПа.}$$

					Организация и обеспечение ремонтно-восстановительных работ нефтепровода в условиях горной местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сергеев А.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					27	98
Консульт.						ТПУ гр. 3-2571Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Расчетное сопротивление растяжению металла трубы определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{m \cdot R_2^H}{k_2 \cdot k_H}, \quad (2)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление, принимается равным пределу текучести ($\sigma_T=470$ МПа);

k_2 – коэффициент надежности по материалу ($k_2=1,15$).

$$R_2 = \frac{0,99 \cdot 470}{1,15 \cdot 1,21} = 334,38 \text{ МПа.}$$

Определим толщину стенки трубопровода согласно требований:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)}, \quad (3)$$

где n_p – коэффициент надежности по нагрузке ($n_p=1,10$);

p – давление в трубопроводе ($p=7,5$ МПа);

D_H – наружный диаметр трубопровода ($D_H=1420$ мм);

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы ($R_1=348$ МПа).

$$\delta = \frac{1,10 \cdot 7,5 \cdot 1,42}{2 \cdot (348 + 1,10 \cdot 7,5)} = 0,016 \text{ м.}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего по сортаменту, равного $\delta_n = 16,2$ мм.

Согласно СП 36.13330.2012 толщину стенки труб, определенную по формуле, следует принимать не менее $1/100$ DN. При $1/100 \cdot 1420 \text{ м} = 14,2$ мм условие выполняется.

Тогда:

$$D_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta_n,$$

$$D_{вн} = 1420 - 2 \cdot 16,2 = 1387,6 \text{ мм.}$$

					Расчетная часть	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для района прокладки участка нефтепровода:

$t_I = -15^{\circ}\text{C}$ – средняя месячная температура в январе, $^{\circ}\text{C}$.

$t_{VII} = +20^{\circ}\text{C}$ – средняя месячная температура в июле, $^{\circ}\text{C}$.

$\Delta_I = 15^{\circ}\text{C}$ – отклонение средней температуры наиболее холодных суток от среднемесячной температуры в январе, $^{\circ}\text{C}$.

$\Delta_{VII} = 6^{\circ}\text{C}$ – отклонение средней температуры наиболее холодных суток от среднемесячной температуры в июле, $^{\circ}\text{C}$.

Нормативные значения перепада температуры наружного воздуха в холодное и теплое время года по формуле:

$$t_H^X = t_I - \Delta_I \quad (4)$$

$$t_H^X = -15 - 15 = -30^{\circ}\text{C}$$

$$t_H^T = t_{VII} + \Delta_{VII} \quad (5)$$

$$t_H^T = 20 + 6 = 26^{\circ}\text{C}$$

Расчетные значения, по формуле:

$$t^X = t_H^X - 6^{\circ}\text{C} \quad (6)$$

$$t^X = -30 - 6 = -36^{\circ}\text{C},$$

$$t^T = t_H^T + 3^{\circ}\text{C} \quad (7)$$

$$t^T = 26 + 3 = 29^{\circ}\text{C}.$$

Температурный перепад при замыкании трубопровода в холодное время года:

$$\Delta t^X = t_{\text{э}} - t^X \quad (8)$$

$$\Delta t^X = 20 - (-36) = 56^{\circ}\text{C}$$

При замыкании в теплое время года:

$$\Delta t^T = t_{\text{э}} - t^T \quad (9)$$

$$\Delta t^T = 20 - 29 = -9^{\circ}\text{C}$$

В качестве расчетного температурного перепада принимаем наибольшее значение $\Delta t = +56^{\circ}\text{C}$.

					Расчетная часть	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продольные напряжения определяем по формуле:

$$\sigma_{npN} = \sigma_{npt} + \sigma_{npp} = -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + 0,3 \frac{n_p \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}, \quad (10)$$

$$\sigma_{npN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 56 + 0,3 \frac{1,10 \cdot 7,5 \cdot 1387,6}{2 \cdot 16,2} = -32,4 \text{ МПа.}$$

где α_t – коэффициент линейного расширения металла труб, для стали $\alpha_t = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ град}$,

E – модуль Юнга, для стали $E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$

3.3 Расчет необходимого количества герметика и композитного состава

Для расчета необходимого количества, используемого герметика и композитного состава нужно вычислить соответствующие объемы.

Объем быстроотверждающегося герметика V_{Γ} , в литрах, необходимый для герметизации двух торцов одной муфты (по 25 мм с каждой стороны) рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{\Gamma} = \pi \cdot (D_n + \Delta R)^2 \cdot \Delta R \cdot 50 \cdot 10^{-6} \quad (11)$$

где: D_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

ΔR – кольцевой зазор между трубой и муфтой, мм

$$V_{\Gamma} = 3,14 \cdot (1420 + 21)^2 \cdot 21 \cdot 50 \cdot 10^{-6} = 4,6 \text{ л.}$$

При рекомендуемом угле скоса между перпендикуляром к трубе и муфтой в 45о рассчитанный объем герметика должен быть увеличен на 50%. Объем композитного состава V_k , в литрах, необходимого для заполнения кольцевого зазора между трубой и муфтой, определяется по формуле:

$$V_k = \pi \cdot (D_n + \Delta R)^2 \cdot \Delta R \cdot (L_m - 50) \cdot 10^{-6} \quad (12)$$

где: L_m - длина ремонтной муфты, мм.

$$V_k = 3,14 \cdot (1420 + 21)^2 \cdot 21 \cdot (4000 - 50) \cdot 10^{-6} = 323,6$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Подготовительные работы

4.1.1 Обследование трассы

Подготовительный период для горных районов имеет особое значение, а сами подготовительные работы в значительной мере отличаются от выполняемых в нормальных условиях. Если на обычной трассе технология выполнения как основных, так и подготовительных работ вполне определена, то этого нельзя сказать о строительстве в горах. Например, поточная технология изоляционно – укладочных работ в равнинных условиях (исключая переходы через реки и болота) применима для любых участков по длине трубопровода. При ремонте нефтепровода в горах даже детальное ознакомление с проектом, с рабочими чертежами, не может дать исчерпывающего ответа на вопрос: какая технология строительства будет рациональна на том или ином участке трубопровода, какими механизмами лучше всего выполнять работы. Это можно сделать только после внимательного ознакомления с трассой в натуре. Именно с этого начинается подготовительный этап работ. Начальник каждого участка, прорабы, мастера должны до начала работ подробно изучить особенности трассы в пределах своего участка.

В процессе детального визуального обследования выясняют следующее:

а) возможные варианты организации транспортировки труб и строительных материалов по трассе. Это исключительно важный вопрос, удачное решение которого для горных условий в значительной мере определяет успех выполнения основных работ. Консультации местных жителей при этом играют важную роль, поскольку они знакомы с местными условиями (по крайней

					<i>Организация и обеспечение ремонтно-восстановительных работ нефтепровода в условиях горной местности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сергеев А.А.</i>			<i>Технологическая часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					31	98
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2571Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

мере в начальный момент строительства) значительно лучше, чем строители;

б) состояние трассы к моменту начала работ. В горах одинаково важны все факторы, которые могут повлиять на ход работ. Тщательным образом обследуются участки, подверженные оползням или пересекаемые селевыми потоками (сели – это потоки грязи и камней, обрушивающиеся с гор в период сильных дождей). Оползни и сели очень опасны. Они обладают большой разрушительной способностью. Своевременное выяснение возможности их возникновения позволяет принять предупредительные меры.

Внимательно изучают на месте все ручьи (даже пересохшие), овраги, канавы, идущие вдоль трассы и пересекающие ее. Они, как показывает опыт, в период ливневых дождей становятся путями мощных потоков стекающей с гор воды. Увеличение расхода воды в ручьях происходит почти мгновенно, и поэтому меры предосторожности следует принимать, как только возникает подозрение на то, что в зоне формирования ручьев выпадают осадки;

в) возможность передвижения по крутым подъемам и спускам, косогорам тракторов, трубоукладчиков, а также степень лесокустарникового покрытия трассы, толщина деревьев; намечают способы их сведения (порубки). Если на трассе имеются валуны, то намечают способы их удаления.

Результаты обследования трассы записывают в специальный журнал и, по возможности, фиксируют на рабочих чертежах. Только после детального ознакомления с местностью принимают конкретные решения по организации работ, намечают и разрабатывают наиболее рациональные технологические схемы выполнения их. Сроки выполнения работ на каждом участке обязательно увязывают с директивными сроками строительства в целом.

4.1.2 Расчистка трассы от лесорастительности и валунов

Обычно трасса трубопроводов в горных районах на большом протяжении покрыта лесом. Для обеспечения нормальных условий строительства и эксплуатации трубопровода вырубают полосу леса шириной около 10 – 20 м.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Как показывает опыт, для решения этой задачи оказывается недостаточным только спилить или срубить деревья, необходима также и корчевка пней. Даже если срезка деревьев выполнена заподлицо с грунтом – это не гарантирует нормальную работу гусеничных машин. Кроме того, если траншея разрабатывается без предварительного корчевания пней, то производительность экскаватора при диаметре пней до 15 см существенно снижается, а при больших диаметров работа экскаватора практически невозможна.

Расчистка трассы осуществляется специальными лесорубочными бригадами из 5 – 6 человек. Бригада оснащается бульдозером и трелевочным трактором или гусеничным.

После валки леса хлысты – стволы деревьев, очищенные от веток и сучьев, трелевочным или обычным трактором собирают в пачки и транспортируют на временный склад. Количество хлыстов в одной пачке зависит от рельефа местности. При поперечных уклонах до 10° в одну пачку собирают до 10 м³ древесины. При больших уклонах объем леса в пачке уменьшают. На уклонах более 20° трелевка леса должна осуществляться с помощью лебедок, установленных на вершине или у подошвы косогора. На склонах крутизной больше 30° деревья сваливают поперек склона, чтобы пни деревьев, срубленных ниже, препятствовали скатыванию их вниз. Лес рубят снизу-вверх, что облегчает трелевку.

Тонкомерный лес диаметром до 20 см сваливают бульдозером. При этом деревья валят с таким расчетом, чтобы одновременно можно было выкорчевать корни. Бульдозер, упираясь о дерево ножом, поднятым на максимальную высоту, сваливает дерево, а затем, опустив нож на землю, вырывает корни. Если деревья срезают пилой, а пни выкорчевывают бульдозером, то срез необходимо производить на высоте 50 – 60 см от поверхности земли. Корчевка бульдозером или корчевателем возможна только на косогорах с поперечными уклонами до 8° и продольными до 30°. При больших уклонах корчевка производится взрывным

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

способом. Заряд взрывчатых веществ располагается в шпуре под центром пня на глубине 1,5 – 2 диаметров пня. Расчет взрывчатых веществ на подрыв одного пня определяется из расчета 100 – 200 г взрывчатых веществ нормальной мощности на 10 см диаметра пня

Валуны убирают с трассы бульдозерами. Крупные валуны, которые не могут быть убраны бульдозерами, дробят взрывами (лежащие на поверхности – накладными зарядами, а заглубленные – шпуровыми зарядами). При устройстве на косогорах так называемых полок корчевка пней, дробление валунов и устройство полки совмещаются и производятся одновременно.

При расчистке трассы от деревьев и кустарников, а затем от пней необходимо учитывать поперечный профиль полосы отвода.

4.1.3 Устройство подъездов и полок

Трассы трубопроводов в горах прокладывают с таким расчетом, чтобы они проходили как можно ближе к существующим дорогам.

Для подъезда к любой точке трассы необходимо устраивать, кроме постоянного проезда вдоль трассы для строительных машин, и подъезды с существующих магистральных дорог. Постоянные проезды устраивают при выполнении основного объема земляных и скальных работ. Что касается подъездов для прохода на трассу механизмов, выполняющих основные и подготовительные работы, то их устраивают до начала работ на трассе. При определении мест подъездов и их количества учитывают следующие факторы:

- 1) Продольный уклон подъездных дорог не должен превышать 15°;
- 2) Повороты и закругления подъезда в плане должны иметь радиус не меньше 20 м. При меньших радиусах затрудняется транспорт секции труб на трассу;
- 3) Ширина проезжей части должны быть не менее 3 – 4 м;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

4) Объем земляных и скальных работ по строительству подъездов должен быть наименьшим. Поэтому, если есть возможность выбора, рассматриваются различные варианты подъездов и принимается наилучший;

5) Возможность доставки материалов на трассу в любую ее точку. Это означает, что количество подъездов и расстояния между ними назначаются с таким расчетом, чтобы можно было доставить материалы в любую точку участка трассы между двумя соседними подъездами.

При строительстве трубопроводов на косогорных участках с поперечными уклонами $\alpha_n > 8^\circ$ необходимо устраивать полки (рисунок 2) со съездами и въездами на нее не реже, чем через 100 м.

Наиболее экономичными являются полки в виде полувыемов – полунасыпи (рисунок 2 а, б), при этом насыпной грунт полки используется для устройства проезда на период производства строительного-монтажных работ и последующей эксплуатации трубопровода.

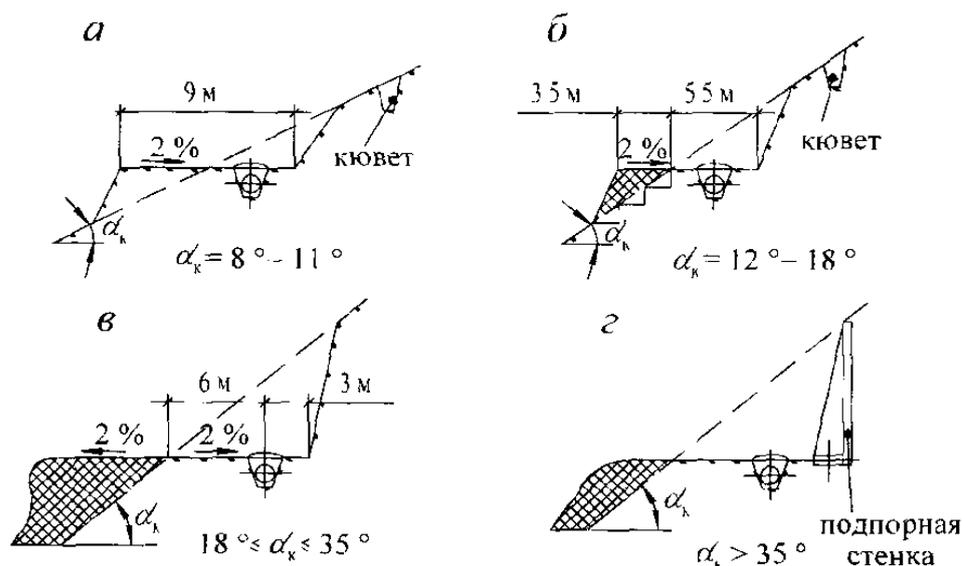


Рисунок 2. Конструкция полок на косогорных участках трассы

Критерием устойчивости отвала является угол поперечного уклона, не превышающий угла внутреннего трения насыпного (разрыхленного) грунта.

Расчет устойчивости насыпной части полки выполняют с учетом воздействия на нее работающих машин.

Ширину полки необходимо назначать из условий производства работ, возможности устройства траншеи и механизированной прокладки кабеля связи с нагорной стороны породы, а также с учетом местных условий. При прокладке двух параллельных ниток отдельные полки или прокладка на одной полке (нефтепродуктопроводы) - расстояние между нитками 3 м.

Разработку грунта (не требующую предварительного рыхления) при сооружении полок на косогорах с поперечным уклоном $\alpha_k = 8-18^\circ$ следует производить бульдозерами (рисунок 3).

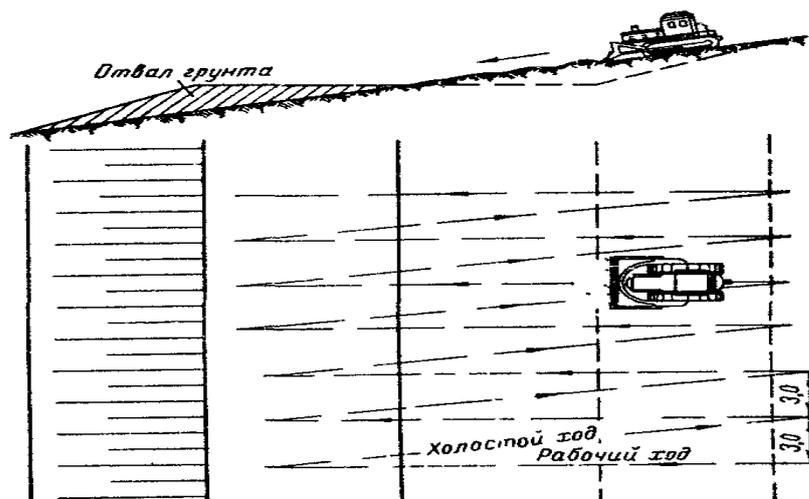


Рисунок 3. Схема разработки полок на склонах поперечными проходами бульдозера.

Разработку грунта при устройстве полок на участках с поперечным уклоном до 15° можно выполнять также продольными проходами бульдозера по схеме (рис. 4). Бульдозером вначале производят срезку и разработку грунта у линии перехода полувыемки в полунасыпь. После срезки в призме I и перемещения его в насыпную часть полки разрабатывается грунт в призме II, а затем в призмах III и IV до полной разработки профиля полувыемки.

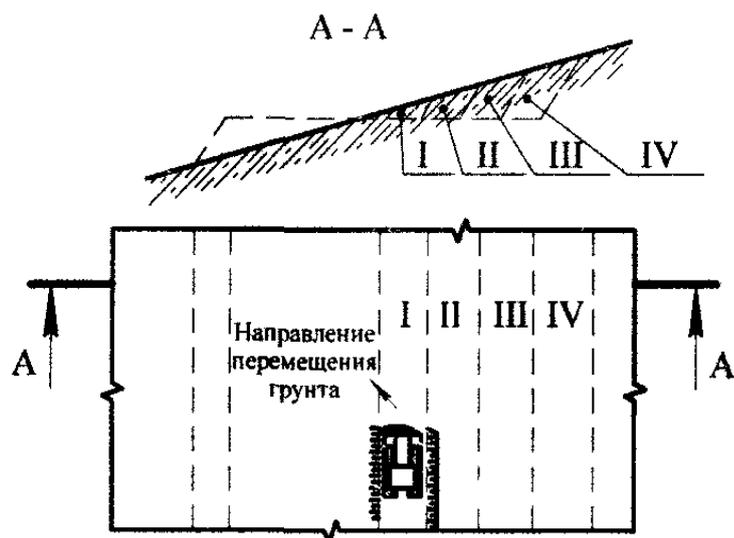


Рисунок 4. Схема разработки полков на склонах продольными проходами бульдозера: I, II, III, IV-призмы разработанного грунта.

На поперечных уклонах $\alpha_k > 18^\circ$ разработка полков бульдозером продольными ходами малопродуктивна, а поперечными ходами невозможна из-за сползания бульдозера под откос. Поэтому полки устраивают одноковшовым экскаватором, оборудованным прямой лопатой или экскаватором совместно с бульдозером.

Экскаватором полку отработывают за один проход при высоте забоя до 6 м и за два прохода при большей высоте забоя (рисунок 5 а). Такая схема разработки целесообразна при крутизне косогора 45° и больше.

На уклонах $\alpha_k = 18-40^\circ$ применяют другую схему работ: разработку полки осуществляют экскаватором и бульдозером (рисунок 5 б). Экскаватор разрабатывает за один проход часть полки на наибольшую высоту забоя для прямой лопаты, а оставшийся грунт снимает бульдозер поперечными ходами.

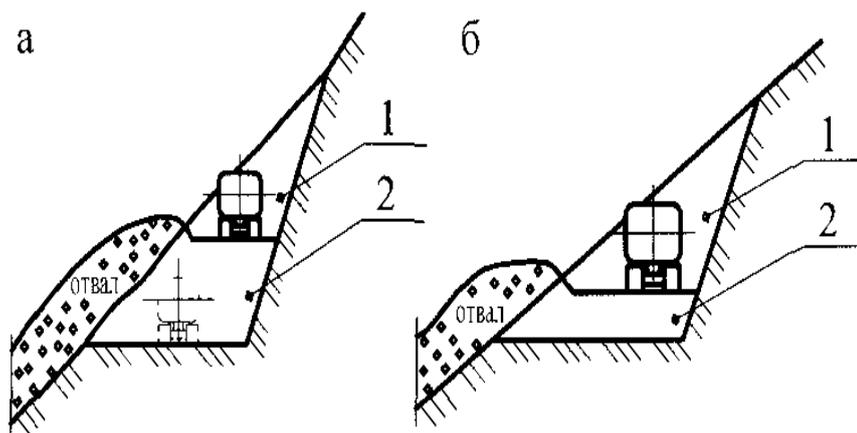


Рисунок 5. Схема устройства полки:

а – экскаватором; 1 - первый проход экскаватора, 2 - второй проход экскаватора;

б – экскаватором и бульдозером; 1 - часть полки, обрабатываемой экскаватором; 2 - часть полки, обрабатываемой бульдозером.

При разработке полки одним экскаватором необходима планировка подошвы полки бульдозером, так как после экскавации поверхность получается неровной, с большими не разрыхленными глыбами (в скальных грунтах). По такой поверхности не могут проходить даже тракторы, не говоря уже об экскаваторах.

На поперечных и продольных уклонах разработка полки имеет некоторые особенности.

На участках с продольными и поперечными (до 25-30°) уклонами отработку полки можно осуществлять с помощью бульдозеров продольными ходами без закрепления. Если продольный уклон не превышает 8°, а поперечный – 25-30°, то бульдозер может работать и поперечными ходами. Однако в этом случае резко возрастает изнашиваемость ходовой части. Следует отметить, что вообще при работе на скальных грунтах ходовая часть (особенно гусеницы) тракторов, бульдозеров изнашиваются очень быстро. Гусеницы рвутся, края башмаков их стираются и ломаются.

На продольных (больше предельных, но не превышающих 30°) и поперечных (до 15°) уклонах полки разрабатывают бульдозерами марки Caterpillar ДБК продольными ходами послойно без закрепления.

Если поперечные уклоны больше 15-16°, а продольные больше α пр, то разработка полки бульдозерами становится крайне сложной. В таких условиях полки разрабатывают гидравлическим экскаватором марки Caterpillar 6040FS, который закрепляют одним или двумя тракторами (или бульдозером).

Земляные работы по разработке траншей следует вести с опережением вывозки труб на трассу. Землеройные машины при разработке траншей должны перемещаться по тщательно спланированной полке; при этом одноковшовые экскаваторы марки Caterpillar 6040FS, оборудованные обратной лопатой, могут перемещаться так же, как и при сооружении траншей в скальных грунтах на равнинной местности, по настилу из металлических или деревянных щитов.

Отвал грунта из траншеи необходимо размещать у бровки откоса к полувыемкам с правой стороны полки по ходу разработки траншеи. Если отвал грунта располагается в зоне поезда, то грунт планируют по полке и утрамбовывают бульдозерами.

4.1.4 Обустройство обводного русла реки

Ремонтные работы на 1476-м км нефтепровода на переходе МН через реку Баканку были уникальны самим местоположением дефекта. Он находился под основным руслом горной реки, которая в зависимости от времени года и погодных условий могла быть то полноводной и бурной, то практически безводной.

Для исключения влияния данных факторов на график работ и с целью обеспечения безопасности персонала было принято решение сформировать и обустроить обводное русло реки.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

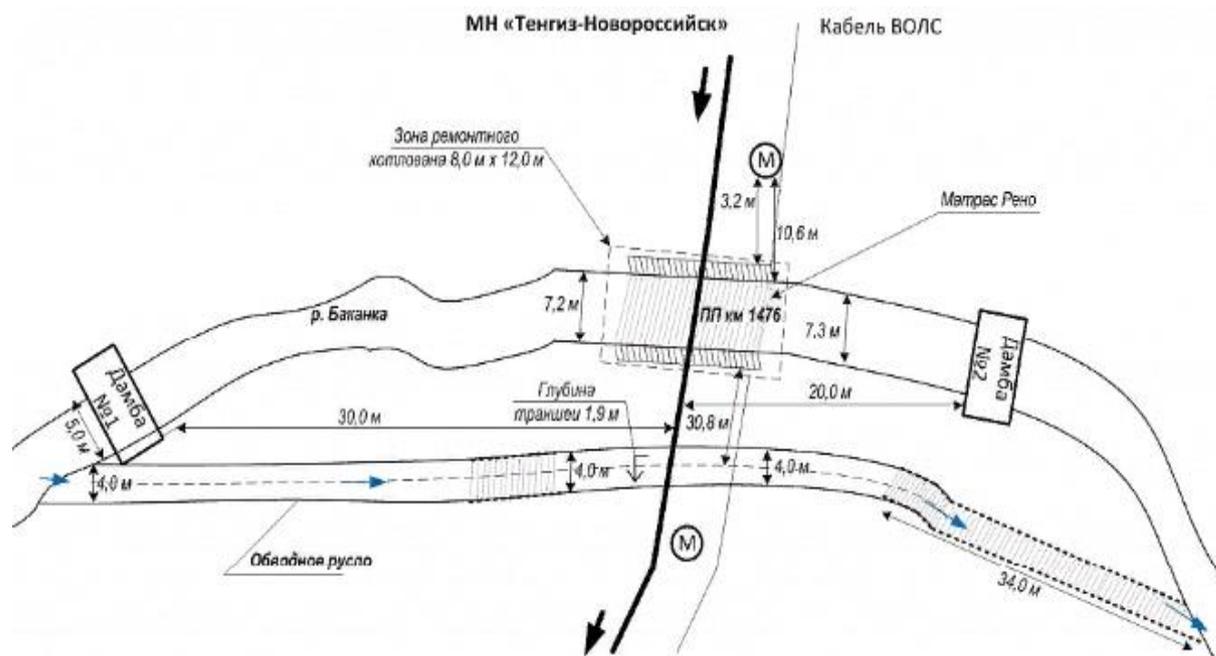


Рисунок 6. Схема организации и производства работ на ППМН через р. Баканка

4.2 Основы метода ремонта по композитно-муфтовой технологии

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

Композитно-муфтовая ремонтная конструкция состоит из стальной муфты, сваренной из двух полумуфт, которая устанавливается на трубе по центру изъяна с кольцевым зазором от 6мм до 40мм. Большой допуск для кольцевого зазора позволяет ремонтировать трубопроводы с изъянами геометрии поперечного сечения и изгибом продольной оси. Концы кольцевого зазора заполняются затвердевающим в течение часа герметиком. Образовавшийся объем между трубой и муфтой заполняется композитным составом, затвердевающим до требуемой прочности в течение 24 часов.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

На время проведения ремонтных работ по композитно-муфтовой технологии проходное давление в зоне изъяна следует быть снижено из соображений безопасности при обследовании изъятых участков, установке ремонтной конструкции и на время отверждения композитного состава, а также из условия восстановления несущей способности отремонтированного изъятного участка трубопровода до уровня безизъятной трубы. Требования к снижению рабочего давления при ремонте магистральных трубопроводов по композитно-муфтовому методу приведены в “Методике на проведение выборочного починки трубопроводов композитно-муфтовым методом на основе результатов внутритрубной диагностики”.

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

Ремонтная муфта со сварным соединением полумуфт (рисунок 7) состоит из двух полумуфт, которые соединяются между собой сварными швами при монтаже муфты на трубопровод. При этом сама муфта к трубопроводу не приваривается. Боковые кромки обеих полумуфт имеют разделку под сварку (Рисунок 8). Полумуфты изготавливают из листовой стали, при этом прочностные характеристики металла муфты обязаны быть не ниже характеристик прочности металла трубы, а толщина стенки муфты не меньше толщины стенки трубы.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

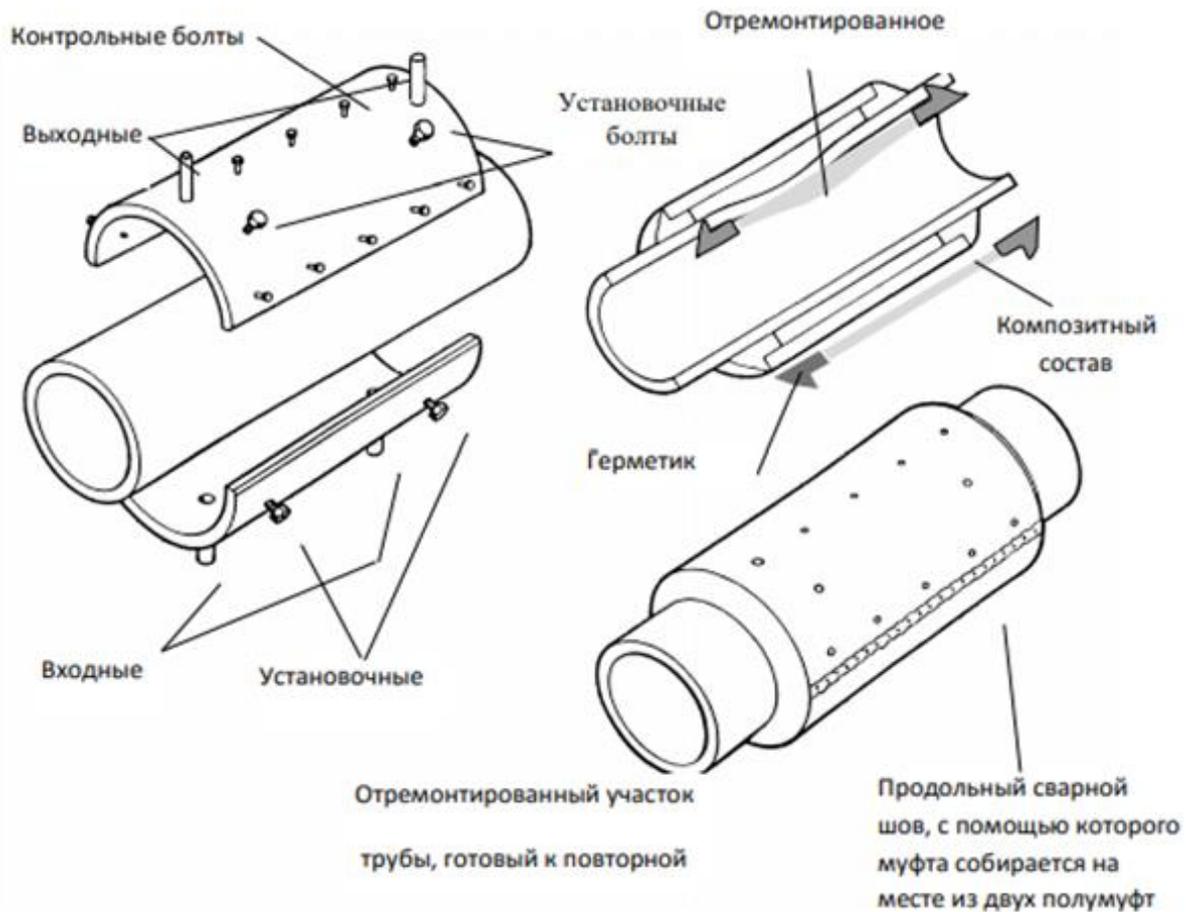


Рисунок 7. Ремонтная муфта со сварным соединением полумуфт

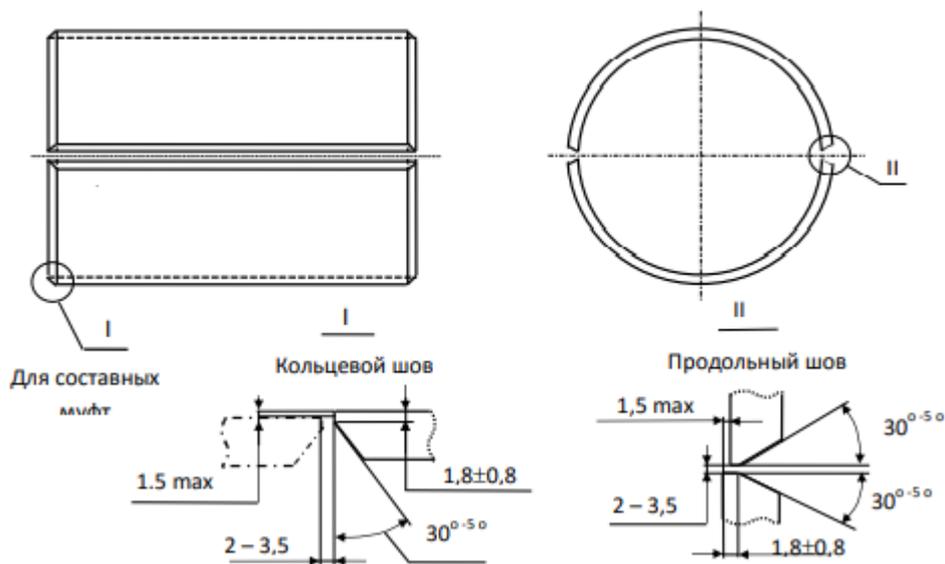


Рисунок 8. Разделка кромок полумуфт под сварку

Технология починки обеспечивает возможность починки изъянов, указанных в РД-23.040.00-КТН-201-17, в сочетании со следующими конструктивно-технологическими особенностями трубопровода:

- на изгибах трубопровода (с минимальным радиусом изгиба $R=1,5D_n$);
- при несоосности двух смежных сваренных труб с величиной смещения кромок до толщины стенки труб;
- при овальности трубы в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1 – Допустимая величина овальности

Диаметр трубопровода D_n , мм	219	273	277	325	377	426	530	720	820	1020	1220
Овальность, не более $100(D_1-D_2)/D_n$, %	28	24,8	24,5	20,9	18	15,9	12,8	9,4	8,3	6,7	5,6

где D_1 (D_2) - наибольшее (наименьшее) значение диаметра трубопровода во взаимно перпендикулярных направлениях в мм.

Таблица 2 - Допустимая глубина вмятин и гофров при ремонте по композитно-муфтовой технологии

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

4.3 Характеристика композитно-муфтовой ремонтной конструкции

Для починки изъяна на магистральном нефтепроводе предусмотрена установка составной композитной муфты П-1 (рисунок 9) длиной 2х2000 мм со сварным соединением полумуфт (верхней и нижней), расположенных встык друг с другом и соединенных между собой кольцевым сварным швом.



Рисунок 9. Двухсекционная муфта

В нижнюю полумуфту ввинчиваются два входных стальных патрубка, предназначенные для подсоединения к ним гибких шлангов, по которым будет подаваться композиционный состав, при этом один патрубок является основным для подачи композиционного состава, а другой является резервным (подключение к резервному патрубку производится в случае засорения основного). В верхнюю полумуфту ввинчиваются два выходных стальных патрубка. Кроме того, в верхней полумуфте имеется три ряда контрольных отверстий с болтами, предназначенных для выпуска воздуха и проверки уровня композиционного состава при заливке. В обеих полумуфтах имеются по четыре резьбовых отверстия, в которые вворачиваются установочные болты, предназначенные для регулировки зазора между муфтой и трубой и выполняющие функцию опор при установке муфты на трубопровод.

Составная композитно-муфтовая ремонтная конструкция устанавливается на трубе симметрично по отношению к изъёму с кольцевым зазором от 6 мм до 40 мм. Концы кольцевого зазора заполняют герметиком с целью создания замкнутого объема между трубой и муфтой. Для герметизации боковых зазоров предусмотрено использование мастики, герметизирующей «Дэмаст» по ТУ 2257-050-18563945-2003. Образовавшийся объем между трубой и муфтой заполняется композиционным составом «Дэка» ТУ 2257-051-18563945-2003 для передачи механических нагрузок с ремонтируемого участка трубопровода на муфту.

					Технологическая часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.4 Технологические операции, выполняемые при установке ремонтной конструкции

Организация и технологическая ряд выполнения основных работ по ремонту изъянных участков трубы с применением ремонтных устройств П1 следующая:

- определить и обозначить местоположение изъяна на местности;
- снизить рабочее давление до 2,5МПа;
- вскрыть трубопровод до нижней образующей;
- доработать ремонтный котлован на глубину не менее 0,8 м от нижней образующей трубы;
- уточнить местоположение изъяна и положение трубопровода;
- отключить нефтепровод от системы электрохимзащиты;
- демонтировать изоляционный слой трубопровода;
- провести дополнительный дефектоскопический контроль;
- устранить изъян;
- восстановить изоляцию трубопровода;
- выполнить контроль качества выполненных изоляционных работ;
- подключить трубопровод к системе электрохимзащиты;
- засыпать котлован.

При проведении работ по установке ремонтной конструкции П1 на действующем нефтепроводе следует быть оформлено разрешение на производство работ в соответствии с приложением 9 РД 153-39.4Р-117-02.

4.4.1 Земляные работы при подготовке дефектного участка трубопровода к ремонту

Габариты ремонтного котлована приняты с учетом нужности уточнения границ изъяна позже вскрытия нефтепровода и нужного пространства для производства работ при устранении изъянов.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

Разработка котлована производится экскаватором с обратной лопатой и вручную.

При работе экскаватора нужно соблюдать расстояние 0,20 м от ковша до стенки трубы. Для предотвращения падения кусков грунта в котлован, отвал вынудой земли обязан находиться на расстоянии, не менее 0,5 м от края траншеи в сухих и связных грунтах, не менее 1 м в песчаных и увлажненных грунтах.

Земляные работы при разработке котлована выполняются в следующей последовательности:

- установить и закрепить оборудование в створе разработки;
- провести разработку грунта в боковых траншеях по обе стороны;
- провести разработку грунта вокруг трубопровода с выемкой под трубой на требуемую проектом глубину;
- переместить грунт во временный отвал;
- провести контроль заложения откосов и отметок дна и габаритов котлована;
- оформить акт на выполнение работ.

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

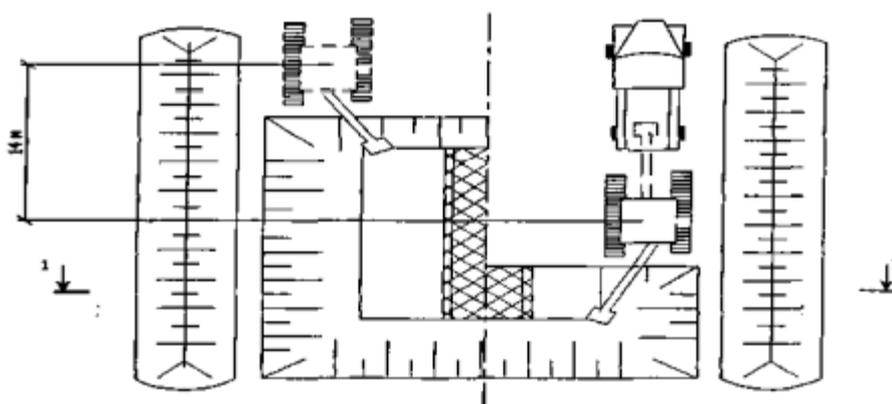


Рисунок 10. Технологическая схема по производству работ по вскрытию обнаруженного изъяна

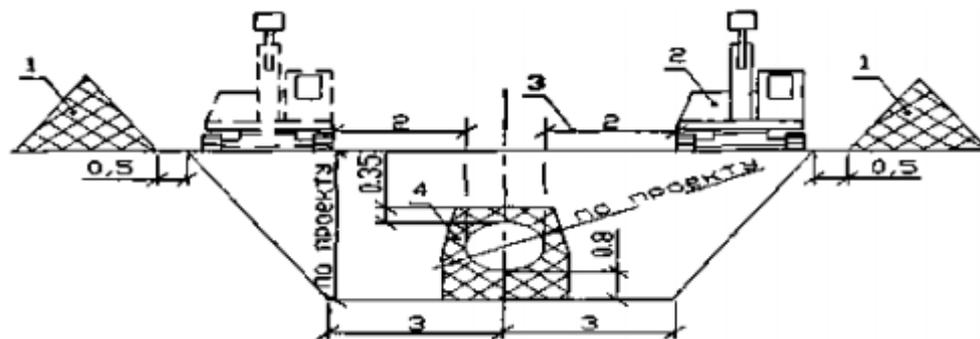


Рисунок 11. Разрез 1-1

Примечание: 1 - Отвал плодородного слоя почвы; 2 – Экскаватор; 3 - Запретная зона трубопровода; 4 - Зона разработки грунта вручную.

4.4.2 Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляционного нанесения

Перед установкой ремонтных муфт нужно тщательно подготовить металлическую поверхность трубопровода, освободив ее от изоляционного нанесения.

Очистка поверхности трубопровода от изоляционного нанесения, следов коррозии и грязи производится только мелким ручным инструментом (ручные скребки, металлические щетки, напильники, молоток, зубило). Острые выступы, заусенцы и брызги металла обязаны срубаться зубилом.

Длина очищенного участка трубопровода обязана превышать длину устанавливаемой муфты на 300-400 мм (150 – 200 мм с каждой стороны). Снятая изоляция складировается в специальный контейнер и удаляется из рабочей зоны.

Очистку проводить таким образом, чтобы не повредить стенку трубы. Не допускается нанесение царапин, рисок, сколов основного металла или срезания сварных швов. Очистка поверхности в зоне изъяна обязана производиться ручной металлической щеткой.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Контроль качества очистки производится визуально без применения увеличительной оптической техники. На очищенной поверхности не следует быть острых выступов, заусенцев, брызг металла, а также остатков изоляции и защитного нанесения.

Не допускается проводить Произведения по очистке поверхности трубопровода от защитных нанесений без снижения рабочего давления до 2,5 МПа.

При очистке старой изоляции запрещаются химические способы очистки и механизированные способы, сопровождающиеся снятием металлической стружки с поверхности трубопровода.

4.4.3 Проведение дополнительного дефектоскопического проверки

Дополнительный изъясноскопический контроль проводится с целью уточнения типа, геометрических параметров изъяна и степени его опасности, обнаруженного ВИП и выявления возможных дополнительных изъянов, например, рисок во вмятине, трещин в сварных швах и т.д. По данным ДДК определяется новая (уточненная) величина снижения давления.

К проведению работ по ДДК допускаются специалисты, аттестованные в соответствии с требованиями ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего проверки».

ДДК проводить в соответствии с требованиями ОР-13.01-74.30.00-КТН004-1-03 «Регламент и методика проведения дополнительной изъясноскопической проверки изъянов труб магистральных и технологических нефтепроводов».

По результатам ДДК оформляется акт, который утверждается главным инженером АО МН.

При несовпадении фактических параметров и типа изъяна, определенных по результатам ДДК с данными отчета по диагностики, которые приводят к изменению метода починки, согласно РД-23.040.00-КТН-201-17. Произведения

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

по устранению изъяна обязаны быть остановлены. Запрещается возобновление работ без процедур, предусмотренных ОР-13.01-74.30.00-КТН-004-1-03 «Регламент и методика проведения дополнительного изъясноскопического проверки изъянов труб магистральных и технологических нефтепроводов» и внесения изменений в данный проект.

4.4.4 Монтаж ремонтной конструкции П1 на трубопроводе

Монтаж ремонтной конструкции П1 выполняется в следующей последовательности:

1. Очистить поверхность нефтепровода в месте изъяна от изоляционного нанесения, следов коррозии и грязи. Работу производить ручным инструментом (ручные скребки, металлические щетки и др.). Очистку трубы в зоне изъяна производить ручной металлической щеткой. Длина очищенного участка трубопровода обязана превышать длину устанавливаемой муфты на 300-400 мм (150 – 200 мм с каждой стороны). На очищенной поверхности не следует быть острых выступов, заусенцев, брызг металла, а также остатков изоляционного и защитного нанесения;
2. Провести ДДК изъяна в соответствии с требованиями ОР-13.01-74.30.00-КТН-004-1-03 «Регламент и методика проведения дополнительного изъясноскопического проверки изъянов труб магистральных и технологических трубопроводов». По результатам ДДК оформить акт, который утверждается главным инженером ОАО. При несовпадении фактических параметров и типа изъяна, определенных ДДК, с данными отчета по диагностики, которые приводят к изменению метода починки, произведения обязаны быть остановлены. Запрещается возобновление работ без выполнения процедур, предусмотренных ОР-13.01-74.30.00-КТН-004-1-03;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

3. Отметить маркером (мелом) границы и центр изъяна на трубопроводе, границы муфты симметрично относительно центра изъяна;
4. Отметить на участке с неснятым изоляционным покрытием реперную точку, измерить и записать расстояние между реперной точкой и серединой изъяна;
5. Установить сборное укрытие палаточного типа;
6. Провести дробеструйную обработку поверхности трубопровода в зоне починки и внутренней поверхности ремонтных полумуфт. Длина участка дробеструйной обработки обязана быть равна длине муфты плюс 100-150 мм с каждой стороны. Качество поверхности, достигнутое при помощи дробеструйной обработки, следует отвечать шведскому стандарту SVENSK STANDART SIS 05 59 00 Sa 2,5-Sa 3,0. Отмеченное на трубе место изъяна дробеструйной обработке не подвергать;
7. Отметить на подготовленном участке трубы (сверху) центр изъяна, используя расстояние от реперной точки. Нанести маркером (мелом) симметрично относительно центра изъяна две метки в окружном направлении, обозначающие границы муфты;
8. Установить полумуфты на трубопровод. Для монтажных работ использовать ремболты, вкрученные в отверстия установочных болтов. Полумуфты фиксировать на трубопроводе двумя цепными стяжками. При монтаже муфты на трубопровод установить величину зазора между полумуфтами для сварки продольного шва 3-4 мм с помощью мерных пластин;
9. Выполнить прихватку полумуфт сваркой одновременно (параллельно) двумя сварщиками с разных сторон труб. Предварительно места приварки прихваток разогреть газовой горелкой до температуры 100-1500С. Прихватки выполнять вдоль шва равномерно, на расстоянии примерно 0,5 м друг от друга, меньшая длина прихватки обязана составлять 50 мм. Минимальное количество прихваток равно трем;

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

10. Отрегулировать кольцевой зазор в диапазоне 6-40 мм между муфтой и трубопроводом для исключения приварки к трубе, используя установочные болты. Позже регулировки вставить распорные клинья (на 6 и 12 часов) с каждого конца. Нужное количество клиньев определяется геометрией трубы;
11. Приварить выводные планки для предотвращения образования дуговых кратеров на концах сварных швов;
12. Выполнить сварку двух корневых швов. Сварку продольных швов следует проводить одновременно. При протяженности шва более 1 м на каждом шве обязаны работать одновременно два сварщика. Предварительно места сварки разогревать газовой горелкой до температуры 100-150⁰С. Контроль температуры проводить термическим карандашом в 4-х точках (при температуре 1000⁰С он плавится). В процессе сварки проводить зачистку шлифовальной машинкой начала и конца каждой прихватки и окончательное заполнение корневого шва, который затем зачистить шлифовальной машинкой или металлической щеткой до металлического блеска;
13. Провести заполнение промежуточных слоев сварного шва. После окончания каждого промежуточного слоя провести зачистку сварного шва шлифовальной машинкой или металлической щеткой до чистого сплошного металла - срезать выводные планки, места их приварки зачистить;
14. Выполнить визуальный осмотр и обмер сварочного шва на муфте, контроль качества сварных швов неразрушающими методами проверки в соответствии с ГОСТ 3242-79. Качество сварных швов следует отвечать требованиям РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05;
15. Отрегулировать кольцевой зазор между трубой и муфтой. Регулировку проводить установочными болтами с учетом геометрии трубы, при этом обязана быть обеспечена величина зазора в диапазоне от 6 мм до 40 мм.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

Контроль величины зазоров проводится в нескольких местах с каждой стороны муфты через технологические отверстия;

16. Приготовить герметик в соответствии с п. 4.4.6. Соотношение смолы к наполнителю-отвердителю следует составлять 1:3. Герметик готовить порциями не более 10-12 л. Время отверждения приблизительно 15 минут;
17. Провести герметизацию краев кольцевого зазора в соответствии с п. 4.4.7;
18. Приготовить композитный состав в соответствии с п. 4.4.6;
19. Установить установочные болты заподлицо с внутренней поверхностью муфты. Данную операцию проводят позже затвердевания герметика;
20. Смонтировать армированные прозрачные шланги для нагнетания композитного состава, проверки заполнения и выхода воздуха и резервный шланг;
21. Заполнить композитным составом кольцевой зазор через нижний входной патрубок. Композитный состав нагнетать до тех пор, пока резервный шланг не будет заполнен композитным составом затем пережать зажимом резервный шланг и продолжить заполнение кольцевого зазора до выхода композитного состава через верхнее выходные патрубки на 30-40 см. Шланги пережать зажимами. Операцию заполнения муфты композитным составом выполнять при температуре от +30С до+250С. Ремонтную конструкцию выдерживать в течение 24 часов при температуре от +30С до+250С для отверждения композитного состава;
22. Срезать заподлицо входные и выходные патрубки, контрольные и установочные болты;
23. Устранить все неровности, подтеки композитного состава на поверхности муфты и зачистить сварные швы;

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

24. Смонтировать перемычку между муфтой и трубой с помощью термитной или электродуговой сварки;
25. Произвести контроль качества починки;
26. Оформить акт на устранение изъяна в соответствии с ОР-13.01-45.21.30-КТН-002-1-03.

4.4.5 Сварочные Работы

При установке композитных муфт выполняется сварка следующих сварных соединений:

- продольных стыковых швов, соединяющих полумуфты между собой;
- кольцевых стыковых швов, выполняемых в случае установки многосекционных композитных муфт.

Для сварки продольных и кольцевых стыковых швов при установке композитных муфт применяется ручная дуговая сварка электродами с основным видом нанесения.

Установку композитной муфты на участке трубы с изъяном, и её сборка производится с помощью съёмных гидравлических цепных приспособлений.

Для предварительного и сопутствующего подогрева при сварке композитных муфт следует использовать кольцевые газовые подогреватели, одно – или многосопловые газовые горелки.

Зазоры в продольных стыках при сборке полумуфт и в кольцевых стыках многосекционных муфт обязаны составлять 2 – 3,5мм. Установленные зазоры следует фиксировать с помощью прихваток.

Прихватки следует выполнять с полным проваром в режиме сварки корневого слоя.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

Установку прихваток следует выполнять в следующей последовательности:

- установка прихваток в корневой части разделки одного из продольных швов по торцам муфты;
- установка прихваток в корневой части разделки второго продольного шва по торцам муфты;
- установка прихваток по длине продольных стыков полумуфт, при этом расстояние между прихватками следует составлять 500 ± 50 мм.
- длина прихваток обязана составлять 70 – 100 мм.

Позже установок прихваток следует зашлифовать их начала и концы на длине 15-20 мм, обеспечив плавный переход от прихватки к корневой части разделки.

Для качественного выполнения продольных швов полумуфт, исключения изъянов, образующихся в кратерной части швов, сварку продольных стыков следует вести с использованием выводных пластин, привариваемых к торцам полумуфт в зоне продольных стыков.

Схема сборки продольных стыков полумуфт приведена на рисунке 12.

По окончании сборки продольных стыков полумуфт следует отрегулировать зазоры между трубой и муфтой с помощью установочных болтов и зафиксировать положение муфты относительно трубы с помощью распорных клиньев, устанавливаемых по верхней и нижней образующим трубы на обоих торцах муфты.

Перед началом выполнения работ по сварке композитных муфт следует произвести сушку или подогрев кромок продольных, кольцевых швов и прилегающих к ним участков поверхности полумуфт.

Выбор температуры предварительного подогрева при ручной дуговой сваркой корневого слоя продольных и кольцевых стыков электродами с основным видом нанесения следует производить в соответствии с таблицей 3. Межслойная температура обязана составлять $50 \div 250$ °С.

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

Участки установок прихваток при сборке продольных и кольцевых швов композитных полумуфт следует нагревать до температуры, указанной в таблице 3. Контроль температуры подогрева проводится на участках поверхности полумуфт шириной 10 -15мм, прилегающих к продольным или кольцевым стыкам. При выполнении ремонтных работ для устранения изъянов в сварных соединениях композитных муфт необходим предварительный подогрев до 100+30 °С независимо от температуры окружающего воздуха.

Таблица 3 – Температура предварительного подогрева свариваемых кромок ремонтной конструкции перед сваркой в °С

Толщина стенки муфты , мм	До 15 включительно	От 15 до 17 включительно	От 17 до 20 включительно	Более 20
Температура воздуха, °С				
От -30 до -15 включительно	50 ⁺²⁰	100 ⁺³⁰	100 ⁺³⁰	100 ⁺³⁰
Выше -15 до 0 включительно	50 ⁺²⁰	50 ⁺²⁰	100 ⁺³⁰	100 ⁺³⁰
Выше 0	50 ⁺²⁰	50 ⁺²⁰	50 ⁺²⁰	100 ⁺³⁰

Для уменьшения температурных деформаций сварку корневого и заполняющих слоев продольных стыков муфты следует выполнять в направлении от центра муфты к ее краям обратноступенчатым способом (рисунок 12 б).

Первые заполняющие слои (один-два) обязаны свариваться за один проход, последующие – за два прохода.

Облицовочный слой следует выполнять методом непрерывной сварки в направлении от центра муфты к ее краям путем наложения параллельных проходов (валиков). Схема укладки валиков приведена на рисунке 13.

При сварке возбуждение дуги следует производить только в разделке или на выводной планке. Запрещается зажигать дугу на поверхности муфты.

При сварке кольцевых швов многосекционных муфт процесс сварки следует начинать и заканчивать не ближе 100мм от продольного шва муфты. Место начала сварки каждого последующего слоя следует быть смещено относительно начала предыдущего слоя шва не менее чем на 30мм.

Места окончания сварки смежных слоев шва («замки» шва) обязаны быть смещены относительно друг друга не менее чем на 70 - 100мм.

При многоваликовой сварке продольных и кольцевых швов (один проход выполняется несколькими валиками) «замки» соседних валиков обязаны быть смещены один относительно другого не менее чем на 30 мм (рисунок 13).

Усиление обратного валика корневого шва следует составлять 2 ± 1 мм.

Облицовочный слой продольных и кольцевых швов обязан перекрывать основной металл муфты на 1,5 - 2,5мм с каждой стороны разделки и иметь усиление 1 - 3мм с плавным переходом к основному металлу.

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

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

Таблица 4 - Геометрические параметры наружного шва

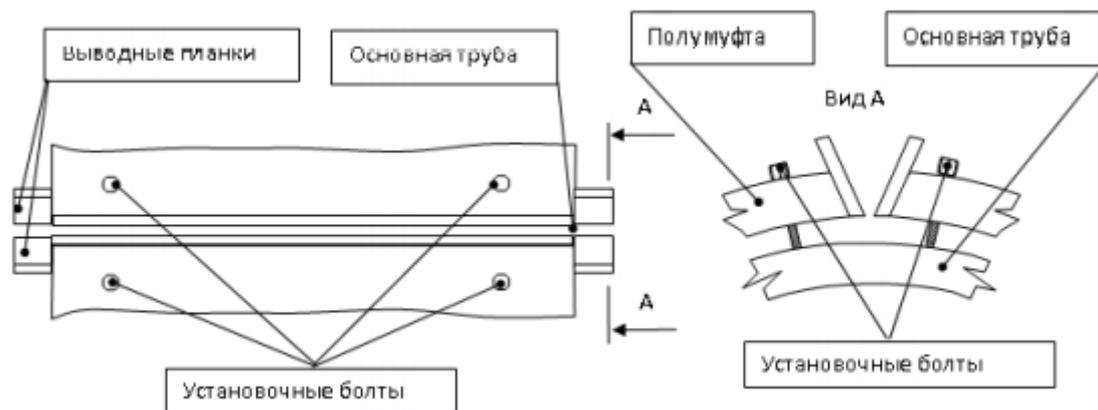
Толщина стенки муфты, мм	Ширина наружного шва, мм
8	11-18
10	12-19
12	14-21
14	14-21
16	16-23
18	17-24

Сварку корневого слоя шва продольных и кольцевых стыков электродами с основным видом нанесения следует выполнять на постоянном токе прямой или обратной полярности.

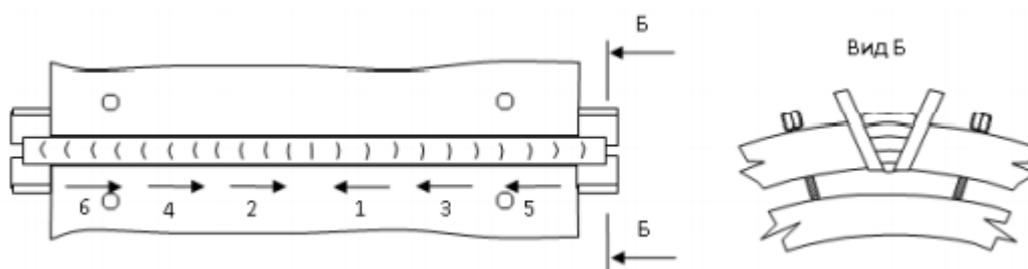
Для сварки корневого слоя следует применять электроды диаметром 2,5мм или 3,0-3,2мм. Для тонкостенных муфт с толщиной стенки до 7мм следует использовать электроды диаметром 2,5мм. Для сварки заполняющих слоев следует применять электроды диаметром 3,0-4,0мм.

Таблица 5 - Режимы ручной дуговой сварки электродами с основным видом нанесения продольных и кольцевых стыков при сварке композитных муфт

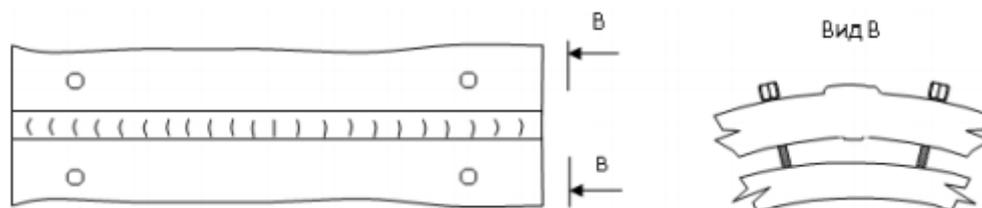
Наименование слоя	Параметры режима		
	Диаметр электрода, мм	Сварочный ток, А	Полярность
Корневой слой	2,5; 3,0/3,2	70 – 90 90 – 120	прямая/обратная
Заполняющие слои	3,0/3,2 4,0	100 – 130 140 – 170	обратная
Облицовочный слой	3,0/3,2 4,0	100 – 120 135 – 160	обратная



а) Сборка полумуфт



б) Последовательность сварки корневого и заполняющего слоев полумуфт



в) Сваренная продольным швом муфта после удаления выводных планок

Рисунок 12. Схема сборки и сварки продольных швов композитных муфт

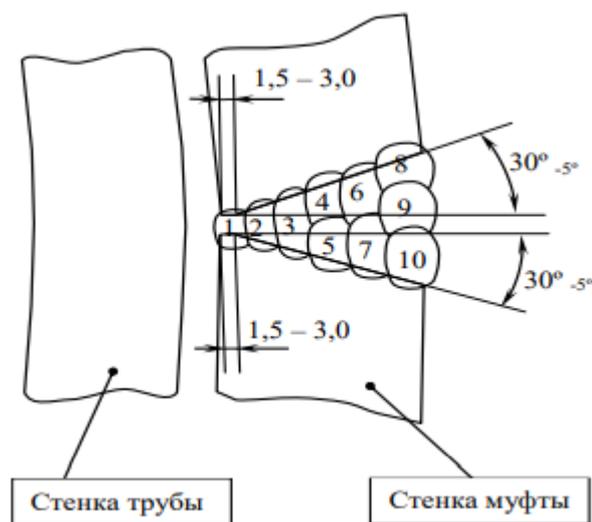


Рисунок 13. Схема наложения валиков в продольном шве композитной муфты

4.4.6 Требования к приготовлению герметика и композитного состава

Произведения, связанные с герметизацией боковых зазоров между трубопроводом и ремонтной муфтой, и заполнением кольцевого зазора композитным составом обязаны выполняться с особой осторожностью и с применением индивидуальных средств защиты (комбинезон, респиратор, защитная маска, перчатки). Для транспортировки и хранения компонентов герметика и композитного состава используют передвижные термоконтейнеры.

Для приготовления герметика используют два компонента: смола (жидкость) и наполнитель - отвердитель (порошок). Герметик готовят небольшими порциями, что связано с быстрым его отверждением (приблизительно 15 минут). Для приготовления герметика используют пластмассовое ведро и перемешивающее устройство (пневматическая дрель с насадкой (мешалкой). Для дозирования компонентов применяют мерные пластмассовые или бумажные стаканы.

Сначала в ведро мерным стаканом наливают смолу, а затем, другим стаканом насыпают наполнитель – отвердитель в соотношении 1:3 (одна часть смолы и три части наполнителя – отвердителя), хотя это соотношение может меняться в зависимости от консистенции, которая требуется по местным условиям. Затем составляющие тщательно перемешиваются до получения однородной массы, позже чего герметик готов к применению.

Для приготовления композитного состава используют три компонента: смесь эпоксидно-диановой и феноло-формальдегидной смолы, отвердитель (жидкость) и наполнитель (порошок), которые перемешиваются до получения однородной массы. В зависимости от нужного количества композитного состава используют миксер с механическим приводом или ручное перемешивающее устройство.

Приготовление композитного состава производится в следующей последовательности:

- выливают смолу в бункер миксера (ведро);
- выливают отвердитель в бункер миксера (ведро);
- перемешивают смолу с отвердителем;
- насыпают наполнитель в бункер миксера (ведро);
- перемешивают все компоненты до получения однородной массы (до исчезновения видимых комков).

4.4.7 Требования к герметизации торцов муфты

Герметизация торцов муфты производится герметизирующей мастикой «Дэмаст» по ТУ 2257-050-18563945-2003 с целью создания замкнутого объема между трубой и муфтой для заполнения его композитным составом.

Герметизацию зазоров выполняют в два слоя. Первый слой непосредственно заполняют боковой зазор между трубопроводом и муфтой на

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

глубину 25 мм. Второй слой образует внешний скос ремонтной конструкции. Скос обеспечивает плавный переход от внешней цилиндрической поверхности муфты к внешней цилиндрической поверхности трубопровода, необходимый для качественного нанесения изоляционного нанесения на ремонтную конструкцию.

Герметизацию зазоров выполняют вручную шпателями поочередно: сначала с одного конца муфты, потом с другого. Нужно следить за тем, чтобы герметик ложился в боковой зазор плотной однородной массой.

По мере заполнения зазора герметиком производится формирование скоса, при этом угол между перпендикуляром к трубе и линией, образуемой скосом, обязан быть не менее 30° (рекомендуемый угол 45°).

4.4.8 Требования по заполнению композитным составом зазора между трубой и муфтой

Для передачи механических нагрузок с ремонтируемого участка трубопровода на муфту, объем между ними заполняется композитным составом «Дэка» ТУ2257-051-18563945-2003.

Операция по заполнению композитным составом кольцевого зазора является критической, потому что композитный состав имеет время первоначального затвердевания 30 минут. Идеальное время для заполнения кольцевого зазора составляет 15 минут.

Композитный состав обязан непрерывно смешиваться до тех пор, пока не будет получено количество, нужное для заполнения муфты.

Перед заполнением кольцевого зазора композитным составом выполняют следующие подготовительные операции:

- установочные болты устанавливаются заподлицо с внутренней поверхностью муфты;

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

- армированный нагнетательный шланг подсоединяют к нагнетательному насосу и обжимают его двумя хомутами. На один из нижних входных патрубков надевают прозрачный шланг длиной не менее 0,5 м и обжимают его хомутом;
- на верхние выходные патрубки надевают прозрачный контрольный шланг и в его верхней точке ножовкой делают сквозной пропил для выхода воздуха. Длина шланга обязана быть таковой, чтобы пропил находился от выходного патрубка на расстоянии не менее 0,5 м.

Заполняют бункер нагнетательного насоса композитным составом и включают его. Насос обязан работать до тех пор, пока композитный состав не покажется из наливного шланга и не вытеснит воздух из шланга (это видно через прозрачный шланг). Подключают наливной шланг к входному патрубку муфты в точке заполнения и закрепляют его с помощью хомута.

Включают насос и нагнетают композитный состав до тех пор, пока композитный состав не покажется из резервного входного патрубка (с зажимом №1). Нагнетают композитный состав до тех пор, пока резервный шланг не будет полностью заполнен смолой. Это делается для того, чтобы в шланге не остался воздух. Зажимом №1 пережимают резервный шланг.

Дальнейшее заполнение муфты композитным составом визуально контролируют при помощи контрольных отверстий. Заполнение заканчивают при выходе композитного состава через верхние выходные патрубки на 30-40 см.

Зажимами №2 и №3 перекрывают нагнетательный шланг. Освободившийся конец шланга опускают в контейнер для мусора и разжимают зажим №3, включают насос и откачивают в контейнер остатки композитного состава.

Промывают растворителем марки “SOLVENT №5” нагнетательный насос. Выдерживают ремонтную конструкцию в течение 24 часов при температуре от +30С до +25С. За это время происходит отверждение композитного состава. Проверяют отверждение в контрольной емкости нажатием

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
						62
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

острым предметом на композит с усилием 5кг, при этом не следует быть вмятины.

После заполнения композитным составом кольцевого зазора любые сварочные Произведения на ремонтной муфте запрещены.

4.4.9 Требования к завершающим операциям позже отвердения композитного состава

Для получения гладкой поверхности и проведения заключительного проверки ремонтной конструкции производится удаление выступающей арматуры муфты. Позже отвердения композитного состава с помощью шлифовальной машинки срезают заподлицо входные и выходные патрубки, контрольные и установочные болты. Устраняют все неровности на поверхности муфты и зачищают сварные швы. Зачистка обязана производиться для приобретения ремонтной конструкцией гладкой поверхности, избегая длительного применения наждачного круга на одном месте. Во избежание образования засечек во время зачистки между осью круга и поверхностью муфты нужно выдерживать угол не менее 45° .

4.4.10 Подключение катодной защиты к муфте

Ремонтная муфта подлежит электрохимической защите от коррозии независимо от обстоятельств эксплуатации, поэтому позже завершения монтажа муфты производится подсоединение проводника катодной защиты к верхней части муфты. В качестве проводника используется кусок стального провода в изоляции диаметром не менее 8 мм или кусок медного провода в изоляции диаметром не менее 5 мм. Подсоединение катодной защиты проводится с помощью термитной сварки. Электрохимическая защита проводится по СНиП 2.05.06-85 и ГОСТ 25812-83.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

Для обеспечения катодной защиты ремонтной муфты нужно установить соответствующее соединение между муфтой и трубой в соответствии с рисунком 14.

С этой целью нужно приварить к трубе и муфте шпильки для подключения соединительного провода.

Приварку шпилек к муфте следует проводить в положении 12 часов на расстоянии примерно 100 мм от торца муфты. При этом резьбовые отверстия муфты, близко расположенные к месту приварки шпильки, а также резьбу на шпильке нужно защитить. Попадание брызг металла на резьбовые поверхности не допускается. Приварку шпилек к трубе следует проводить в положении 12 часов на расстоянии примерно 200 мм от торца муфты. Приварку шпилек к муфте и трубопроводу следует производить термитной сваркой. Перед приваркой шпилек места их приварки нужно тщательно зачистить до металлического блеска. Допускается в качестве шпильки использование болта М12х30.68.019 ГОСТ 7798-70 или М8х30.68.019 ГОСТ 7798-70.

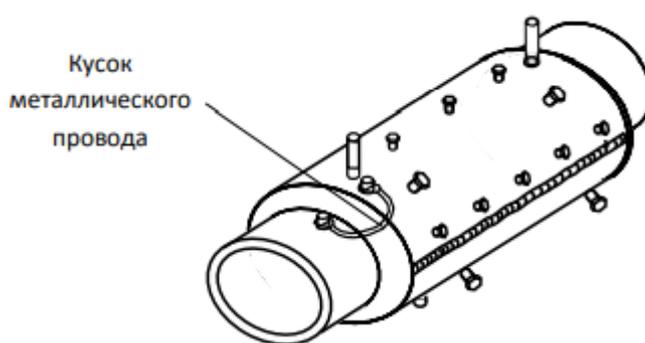


Рисунок 14. Подключение катодной защиты

4.4.11 Нанесение изоляционного нанесения на отремонтированный участок трубопровода

Для противокоррозионной защиты отремонтированного участка трубопровода обязана применяться усиленная изоляция, согласно «Перечня

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

устройств комбинированных нанесений на основе битумно-полимерных мастик и битумно-полимерных лент, используемых в системе АО «КТК»».

Строение и толщина слоев изоляционного нанесения представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Строение изоляционного нанесения нефтепроводов

Номер слоя	Конструкция нанесения	Толщина, мм не менее
1	Грунтовка битумно-полимерная «Транскор» ТУ5775-003-32989231-00	-
2	Лента полимерно-битумная «Литкор» толщиной не менее 1,5 мм в 2 слоя ТУ2245-001-48312016-01	3,0
3	Обертка защитная полимерная липкая Полилен-ОБ толщиной не менее 0,6 мм	0,6
	Общая толщина нанесения	3,6

Произведения по подготовке поверхности и покрытию защитного нанесения обязаны реализовываться в соответствии с требованиями СНиП III42-80*, руководств на используемые изоляционные материалы.

Воссоздание изоляции выполняется с использованием полимернобитумных лент, толщиной не менее 1,5 мм в два слоя согласно ОТТ-04.00- 45.21.30-КТН-001-1-02.

Технология ряд выполнения основных работ:

- входной контроль изоляционных материалов;
- подготовка поверхности трубы и муфты - очистка от остатков старой изоляции, ржавчины (степень очистки 3.0 по ИСО 8501-1Р или 4 по ГОСТ 9.402-80*) вручную с использованием скребков, металлических щеток, шлифовальных машин. Поверхность, подлежащая противокоррозионной предохранению, освобождается от рыхлых и легко отслаивающихся продуктов коррозии, давнего ленточного нанесения, обрастаний и иных обливок загрязнений на участке трубопровода, отвечающем по размерам определяемой ремонтной конструкции и ее элементам плюс 150-200 мм в любую сторону;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

- подготовка изоляционных материалов;
- нанесение изоляционного нанесения согласно требованиям технических обстоятельств и руководств по использованию данных изоляционных материалов ручным способом, снабжающим проектную толщину изоляционного слоя и его сплошность;
- подготовка компонентов защитного слоя;
- нанесение защитного слоя на трубопровод, в соответствии с требованиями технических обстоятельств и руководств по использованию данных изоляционных материалов;
- контроль качества нанесенного изоляционного нанесения – сплошность нанесения, толщина, адгезия, равномерность нанесения по длине и периметру изолируемых участков.

Изоляционные произведения обязаны проводиться при температуре, указанной в технических условиях по покрытию изоляционного нанесения.

Степень очистки поверхности муфты и нефтепровода определяется передвижениями (по поверхности нефтепровода) пластины из прозрачного материала размером 25×25 мм, с нанесенной квадратной сеткой 2,5×2,5 мм.

Контроль степени очистки трубопровода обязан проводиться непрерывно визуально.

Очищенная поверхность обязана отвечать следующим требованиям: не следует быть более чем на 10% поверхности трубы пятен и полос, прочно сцепленной окалины и ржавчины, видимых невооруженным глазом.

Просушку и разогрев муфты следует проводить горячим воздухом (техническим феном) до 70...80 °С.

Температура трубы перед покрытием грунтовки обязана быть не менее 0°С.

Грунтовка обязана покрываться на сухую, очищенную поверхность (со степенью очистки 4 по ГОСТ 9.402-80* или 3.0 по ИСО 8501-1Р) муфты и прилегающих участков трубы ровным сплошным слоем без подтеков, сгустков

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

и пузырей. Присутствие влаги на поверхности муфты в виде пленки, капель, наледи или изморози, а также копоти и масла не допустимо.

Температура грунтовки при покрытии обязана быть в пределах от плюс 10 до плюс 30 °С.

Покрытие грунтовки выполняется вручную валиком или кистью; расход не обязан превышать 0,12 л/м².

Для равномерного покрытия грунтовки по всему периметру муфты следует употребить растирающие полотенца, произведенные из износостойчивого материала.

Нанесение рулонных материалов следует производиться по слою свеженанесенной мастики без перекосов, обвисаний и воздушных пузырей, с 50% нахлестом ширины ленты плюс 30мм. Конец полотнища ленты обязан быть закреплен липкой лентой.

Защитная обертка обязана быть закреплена на базовой изоляции нефтепровода на расстоянии 300-500мм от края ремонтного участка.

Для обеспечения плотного прилегания изоляционной ленты и обертки и произведения герметичности в нахлесте нужно постоянное натяжение материала с усилием.

Произведения по подготовке поверхности и покрытию защитного нанесения обязаны реализовываться в соответствии с требованиями СНиП III42-80*.

Изоляцию места починки нефтепровода следует проводить позже получения заключения о качестве сварки и оформления разрешения на изоляционные Произведения.

Контроль качества нанесения отдельных слоев нанесения и нанесения в целом провести по следующим показателям:

- внешний вид поверхности;
- величина нахлеста;
- адгезия;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

- сплошность.

Показатели качества нанесения и технология проверки обязаны отвечать нормам, приведенным в нормативной документации и технической спецификации на используемые материалы.

4.4.12 Засыпка котлована

При засыпке котлована предусматривается проведение следующих работ:

- засыпка и подбивка грунта под трубопровод вручную;
- засыпка бульдозером котлована с отремонтированным трубопроводом;
- планировка поверхности засыпки.

Засыпка трубопровода производится в два этапа. Сначала выполняется присыпка трубопровода на высоту 0,2 м выше верхней образующей трубопровода грунтом из отвала с предварительным рыхлением, с послойной подбивкой вручную. Затем засыпка трубопровода бульдозером грунтом из оставшейся части отвала.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.

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

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности проводимой разработки. Для достижения поставленной цели, были выполнены следующие задачи:

- а. Произведен анализ конкурентоспособности технических решений;
- б. Составлен SWOT-анализ;
- с. Разработан план работ и рассчитан бюджет затрат.

5.2 Потенциальные потребители результатов исследования

Для обеспечения безопасности и надежности трубопроводов реализуется ряд специальных технических программ по диагностике, ремонту и реконструкции объектов трубопроводного транспорта.

Потенциальными потребителя услуг диагностирования трубопроводов, являются нефтегазодобывающие и нефтегазоперерабатывающие объекты.

					Организация и обеспечение ремонтно-восстановительных работ нефтепровода в условиях горной местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сергеев А.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					69	23
Консульт.						ТПУ гр. 3-2571Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

5.3 Анализ конкурентных технических решений

В данном разделе проекта рассматривается работа по устранению дефектов ПОР (первоочередного ремонта), на основе современных технологических решений. В данной части произведем сравнение технологий ремонта и устранения дефектов ПОР:

1. по традиционной технологии - установке композитно-муфтовой технологии (КМТ).

2. по новой технологии - установки манжеты Clock Spring.

Данные технологии были выбраны для сравнения по причине высокой эффективности.

Сравнительная таблица конкурирующих технических решений представлена в таблице № 12, где оценивание технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 –слабая позиция, 5 –сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Таблица 7 – Сравнение конкурирующих технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	B_{k1}	B_{k2}	K_{ϕ}	K_{k1}	K_{k2}
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Современная элементная база	0,05	5	4	5	0,50	0,40	0,50

Продолжение таблицы 7.

Долговечность	0,10	5	4	5	0,55	0,44	0,55
Надежность	0,10	5	4	5	0,50	0,40	0,50
Безопасность	0,10	4	4	5	0,32	0,32	0,40
Простота эксплуатации	0,09	5	4	4	0,40	0,32	0,32
Точность измерений	0,08	4	5	5	0,36	0,45	0,45
Быстродействие	0,10	5	4	4	0,45	0,36	0,36
Экономические критерии оценки эффективности							
Цена	0,10	5	5	4	0,50	0,50	0,40
Предполагаемый срок эксплуатации	0,10	5	5	4	0,50	0,50	0,40
Доступность	0,08	5	5	5	0,35	0,35	0,35
Конкурентоспособность	0,10	4	4	4	0,32	0,32	0,32
Итого	1	52	48	50	4,75	4,36	4,55

Коэффициент конкурентоспособности:

$$K_K = \frac{K_{\phi}}{K_{\text{ср}}} = \frac{4,75}{(4,36 + 4,55)/2} = 1,07$$

$K_K > 1$, следовательно, технология конкурентоспособна.

По результатам таблицы можно сделать вывод, что рассматриваемая технология конкурентоспособна по сравнению с другими. Наибольшими преимуществами являются долговечность, надежность и доступность, это благодаря применению современного оборудования.

5.4 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ проводят оценки внешней и внутренней среды проекта.

SWOT-анализ представлен в таблице 8.

Таблица 8 - SWOT-анализ.

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
	<i>Сильные стороны</i>	<i>Слабые стороны</i>
	<p>С1. Усовершенствование алгоритмов управления.</p> <p>С2. Наличие бюджетного финансирования.</p> <p>С3. Квалификация персонала.</p> <p>С4. Возможность применения сложных алгоритмов в работе.</p>	<p>Сл1. Необходимость проведения идентификации перед моделированием.</p> <p>Сл2. Использование импортных материалов.</p> <p>Сл3. Отсутствие дополнительных услуг.</p>
<i>Возможности</i>	<p>Повышения уровня конкурентоспособности за счет применения новых технологий.</p> <p>Привлечение средств государства для введения новой технологии.</p>	<p>Выход на зарубежный рынок для сотрудничества.</p> <p>Работа с потенциальными инвесторами.</p>
<p>В1. Развитие технологии в данной отрасли.</p> <p>В2. Привлечение инвесторов.</p> <p>В3. Набор новых кадров.</p> <p>В4. Появление дополнительного спроса на услуги.</p>		
<i>Угрозы</i>	<p>Поиск новых инвесторов</p> <p>Недостаток финансирования, повлияет на качество.</p>	<p>Обновление оборудования.</p> <p>Разработать более качественную продукцию с минимальными затратами.</p>
<p>У1. Отсутствие спроса.</p> <p>У2. Введение дополнительных требований к сертификации работ.</p> <p>У3. Потеря поставщиков.</p>		

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых. Продукт реализации имеет определенные преимущества при выходе на рынок.

5.5 Планирование научно-исследовательских работ

5.5.1 Структура работ в рамках научного исследования

Перед началом проекта необходимо провести планирование этапов работы. Так же необходимо указать продолжительность выполнения каждого этапа и обозначить занятость каждого участника, данный перечень представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень этапов и работ.

№ п/п	Название	Исполнитель
1	Выбор научного руководителя ВКР	Инженер
2	Выбор и утверждение темы	Руководитель Инженер
3	Постановка цели и задач исследования, актуальность.	Руководитель Инженер
4	Обзор литературы	Инженер
5	Расчетная часть	Руководитель Инженер
6	Согласование выполненной работы с научным руководителем	Руководитель Инженер
7	Анализ результатов	Инженер

Продолжение таблицы 9.

8	Выполнение дополнительных разделов ВКР (финансовый менеджмент, социальная ответственность).	Инженер
9	Оформление пояснительной записки	Инженер

5.5.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

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

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Для построения графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта длительность каждого из этапов работ в рабочих днях переводится в календарные дни по формуле:

$$T_{кд} = T_{рд} \cdot K_{кд}$$

где $T_{кд}$ – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

$T_{рд}$ – продолжительность выполнения работы в рабочих днях;

$K_{кд}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{КД}} = \frac{T_{\text{КД}}}{T_{\text{КД}} - T_{\text{ВД}} - T_{\text{ПД}}}$$

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

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

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

Значение коэффициента календарности для 2021 года:

$$K_{\text{КД}} = \frac{366}{366 - 66} = 1,22$$

Диаграмма Ганта, представляющая собой календарный график работ изображена в таблице 10.

Таблица 10 – Диаграмма Ганта

Вид работ	Исполнители	Т _к раб. Дн.	Продолжительность выполнения работ															
			Февраль				Март				Апрель				Май			
			1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Выбор научного руководителя ВКР	И	5																
Выбор и утверждение темы	НР	8																
	И																	
Постановка цели и задач исследования, актуальность	НР	9																
	И																	

- Материальные затраты НТИ;
- Основная заработная плата исполнителей темы;
- Дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- Накладные расходы.

Расчет материальных затрат

Для разработки проекта необходим компьютер с программным обеспечением Microsoft Office и специальными программами. Затраты на материальные расходы включают в себя канцелярские принадлежности, бумага, флеш-карта. В материальные затраты так же входит транспортно-заготовительные расходы (ТЗР в пределах от 5% до 20%) от общей цены материалов. Расчет материальных затрат представлен в таблице 11.

Таблица 11 - Материальные расходы

Наименование	Кол-во, шт.	Цена за ед., руб.	Сумма, руб.
Канцелярские принадлежности	-	300,0	300,0
Офисная бумага, 500 листов	1	275,0	275,0
Флеш-карта	1	650,0	650,0
Итого, руб.			1225,0
Итого с ТЗР (5%)			1286,25

Расчет амортизационных отчислений

Процесс написания выпускной квалификационной работы занимает порядка 4 месяцев. Для проведения расчетов используется персональный компьютер с первоначальной стоимостью 60000 рублей, срок полезного пользования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет.

Норма амортизации оборудования:

$$A_n = \frac{1}{T} \cdot 100\%$$

где T – срок полезного использования, лет.

Принимаем срок полезного пользования 3 года.

$$A_n = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3 \%$$

Годовая амортизация оборудования:

$$A_g = 60000 \cdot 0,33 = 19\,800 \text{ рублей.}$$

Ежемесячная амортизация оборудования:

$$A_m = \frac{19\,800}{12} = 1650 \text{ рублей.}$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 1375 \cdot 4 = 6600 \text{ рублей.}$$

Заработная плата исполнителей

Оклад научного руководителя составляет 36174 руб., оклад инженера составляет 18426 руб. Исходя из среднего количества рабочих дней в месяце, равным 21, средняя заработная плата руководителя составила 1722,57 руб. в день, а для инженера 877,42 руб. в день.

Заработная плата складывается из основной и дополнительной оплаты.

Основная заработная плата рассчитывается:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_r \cdot (1 + K_{пр} + K_{д}) \cdot K_r$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.

$K_{пр}$ – премиальный коэффициент (0,3);

$K_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок (0,2-0,5);

K_r – районный коэффициент (для Томска 1,3);

T_r – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дни.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _{тс} , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	Т _{р. раб.} Дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	36174	0,3	0,2	1,3	38	127642,44
Инженер	18426	0,3	0,2	1,3	38	65016,82
Итого						192659,26

Рассчитаем дополнительную заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы. Данные расчеты представлены в таблице 13.

Дополнительная заработная плата рассчитывается:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot З_{\text{осн}}$$

Отчисления во внебюджетные фонды рассчитываются:

$$З_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}})$$

Накладные расходы рассчитываются:

$$З_{\text{накл}} = 0,16 \cdot (З_{\text{мат}} + З_{\text{амор}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}})$$

Таблица 13 – Дополнительная заработная плата, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы

Исполнитель	З _{доп} , руб.	З _{внеб} , руб.	З _{накл} , руб.
Руководитель	15317,09	42887,86	30997,39
Инженер	7802,02	21845,7	16408,13
Итого	23119,11	64733,56	47405,52

5.5.4 Формирование бюджета затрат

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основной для формирования бюджета затрат. В таблице 14 представлен расчет бюджета научно-исследовательской работы.

Таблица 14 – Расчет бюджета научно-исследовательской работы

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	1286,25	0,38
Затраты на амортизацию	6600,0	1,96
Затраты на основную заработную плату	192659,26	57,38
Затраты на дополнительную заработную плату	23119,11	6,88
Отчисления во внебюджетные фонды	64733,56	19,28
Накладные расходы	47405,52	14,12
Общий бюджет	335803,7	100

На основании выше приведенных расчетов можно сделать вывод, что наибольшую долю затрат из бюджета научно-исследовательской работы приходится на основную заработную плату исполнителям работы.

5.6 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности связано с нахождением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{mai}}$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} - максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Рассчитаем значения интегрального финансового показателя для всех вариантов исполнения научно-исследовательской работы.

Для нашей разработки: $I_{\text{финр}} = \frac{335803,7}{626853,80} = 0,535$;

Для аналога: $I_{\text{финр}} = \frac{626853,80}{626853,80} = 1$;

Сравнительная оценка ресурсоэффективности рассматриваемых аналогов приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Сравнительная оценка ресурсоэффективности

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность	
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1
Технические критерии оценки ресурсоэффективности						
Долговечность	0,20	5	4	5	1	0,8
Надежность	0,15	5	4	5	0,75	0,6
Безопасность	0,15	4	4	5	0,6	0,6
Простота эксплуатации	0,20	5	4	4	1	0,8
Точность измерений	0,30	4	5	5	1,2	1,5
Итого	1	23	21	24	4,55	4,3

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

$$I^i = \frac{I_p^p}{I_{\text{фин}}^p}$$

Для нашей разработки: $I^i = \frac{4,75}{0,535} = 8,87$;

Для первого аналога: $I^i = \frac{4,3}{1} = 4,3$;

Сравнительная эффективность разрабатываемой системы и рассматриваемых аналогов рассчитывается как:

$$\Xi = \frac{I}{I^i}$$

В таблице 16 представлена сравнительная эффективность разрабатываемой технологии с аналоговой.

Таблица 16 – Сравнительная эффективность разрабатываемой технологии с аналоговой

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог №1
1	Интегральный финансовый показатель $I_{фин}$	0,535	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности I_p	4,75	4,3
3	Интегральный показатель эффективности I	6,02	4,3
4	Сравнительная эффективность Ξ разработки к аналогам		1,4

На основании данных, представленных в таблице 16, можно сказать, что разрабатываемый вариант научно технического проекта, выгоднее аналога. За счёт меньшей стоимости разработки, он превосходит аналог по интегральному показателю эффективности.

Вывод по разделу

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был произведен анализ конкурентно – технических решений, в результате которого, была выявлена наиболее конкурентоспособная технология, по сравнению в аналоговой технологией.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

В ходе SWOT-анализа были выявлены основные угрозы: отсутствие спроса; введение дополнительных требований к сертификации работ; потеря поставщиков. В SWOT-анализе так же были обозначены основные пути снижения угроз.

Были распределены обязанности по научно-исследовательской работе и определено время выполнения работы. Продолжительность выполнения работы составила 153 дня. Для формирования бюджета работы, были рассчитаны: материальные затраты, которые составили 1286,25 руб.; затраты на амортизацию – 6600 руб.; затраты на основную заработную плату – 192659,26 руб.; затраты на дополнительную заработную плату – 23119,11; отчисления во внебюджетные фонды – 64733,56; накладные расходы – 47405,52, общий бюджет затрат составил 335803,7 руб. 57,38% от бюджета составила оплата труда персонала.

Разрабатываемая технология по показателям эффективности превосходит аналог, в силу своей меньшей стоимости.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

6.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Важнейшей задачей при производстве работ по восстановлению рабочего состояния подводного перехода магистрального нефтепровода является соблюдение правил и требований промышленной безопасности.

Для компании также важен вопрос организации экологической безопасности на производстве. В процессе трудовой деятельности используется разное сырье и инструменты, поэтому соблюдение всех экологических норм крайне важно для обеспечения и организации безопасных условий труда на производстве.

Объектом исследования данной работы является рассмотрение технологии капитального ремонта нефтепровода, путем установки составных муфт КМТ.

В административном отношении район производства работ относится к Крымскому району Краснодарского края. Участок ремонта перехода через р. Баканку находится в горном районе Краснодарского края на 1476 км нефтепровода Тенгиз - Новороссийск.

Работы проводились в весенне-летний период.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства

Для соблюдения безопасности жизнедеятельности работников при выполнении работ по ремонту, обслуживанию и эксплуатации трубопроводов,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация и обеспечение ремонтно-восстановительных работ нефтепровода в условиях горной местности			
Разраб.		Сергеев А.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					84	98
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б71Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

их трудовую деятельность регулируют следующие основные правовые и нормативные акты, а также отраслевые регламенты:

1. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014);
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03;
3. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г;

Также в соответствии с ФЗ от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда» и статьями 147 и 117 ТК РФ, рабочий персонал компании в праве получать денежную надбавку в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в течении 7 дней, так как профессия трубопроводчика линейного относится к профессиям, занятым на производстве с вредными и опасными факторами. Надбавка к заработной плате также полагается за работу в ночное время, работа в праздничные и выходные дни и за сверхурочную работу.

Трудовой кодекс РФ ст. 91 регламентирует нормальную величину продолжительности рабочего времени 40 часов в неделю. Однако согласно статье 300 ТК РФ, в случае вахтового метода работы, ведется суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или за другой период не превышающий одного года.

В случае проведения работ в условиях Крайнего Севера, рабочие компании имеют права и льготы, отраженные в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

Организационные работы по компоновке рабочей зоны сотрудников

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. Основным рабочим местом

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

трубопроводчика линейного является цех по техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации газопровода. Трудовая деятельность работника в цеховых условиях регламентируется следующими государственными стандартами безопасности труда:

1. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»
2. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ «Оборудование производственное. Общие эргономические требования»
3. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»

Для снижения травматичности работников на рабочих местах сотрудники в обязательном порядке должны быть обеспечены в полной мере спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, согласно следующему регламенту: «Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам»

При работе непосредственно на самом трубопроводе или сопутствующих его объектов, рабочим местом могут являться объекты линейной части трубопровода, сам трубопровод или специальные ремонтные котлованы, предназначенные для капитального ремонта. Каждый вид таких работ, проводимый на выездных объектах, регулируется руководящими документами компании и правилами по охране труда для каждого вида работ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

6.2 Производственная безопасность

Таблица 17 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтно-восстановительных работ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ	Нормативные документы
	Ремонтно – восстановительные работы	
1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [8]
2. Электрический ток Электрическая дуга и металлические искры при сварке	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [6]
3. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	ГОСТ 12.1.005-88 [7]
4. Превышение уровней шума	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [8]
5. Превышение уровней вибрации	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [9]
6. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	ГОСТ 12.1.046-2014 [10]
7. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [7]
8. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	+	ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ [12]

6.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные и опасные производственные факторы, которые

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ подводного перехода магистрального нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

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

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах. [8]

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

2. Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке.

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза. [6]

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие СИЗ: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

3. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах, приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды, устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С. При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежедневно должен быть обеспечен обогрев в помещении с температурой +25 °С. [7]

В зимнее время работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

4. Превышение уровней шума.

Влияние повышенного уровня шума как в цехе, так и за его пределами неблагоприятно для трудовой деятельности работника. На всех этапах производственного цикла рабочего сопровождает различная техника или оборудование, издающая повышенный уровень шума.

Повышенный уровень шума влияет на центральную нервную систему человека, является причиной сердечно-сосудистых заболеваний, повреждает органы слуха работника, нарушает обмен веществ и т.д. Шум также на прямую влияет на трудовую деятельность человека: замедляет реакцию работника, увеличивает шанс травматичности; снижает его внимание на рабочем месте, что приводит к повышенному количеству ошибок при выполнении разного рода работ.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 допустимый уровень шума составляет 80 дБА.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи, кабины);
- средств звукопоглощения (заглушки – вкладыши, наушники).

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников. [8]

5. Превышение уровней вибрации

Источниками вибрации являются колебания машин, аппаратов, оборудования, строительных конструкций и сооружений.

Неблагоприятное влияние вибрации на организм человека характеризуется локальным действием на ткани и заложенные в них многочисленные экстеро- и интерорецепторы (прямой микротравмирующий эффект) и опосредованно через центральную нервную систему на различные системы и органы. Важную роль играют вторичные расстройства в результате нарушения трофики, вызванного сосудистой дисфункцией.

Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- применением средств виброзащиты;
- организационно-техническими мероприятиями: поддержание технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации. [9]

6. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. Освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, и способствует развитию близорукости. [10]

7. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Во время производства работ на строительной площадке при использовании специальной техники в рабочей зоне образуется запыленность, которая неблагоприятно воздействует на дыхательные пути человека.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК):

- для нефти – 300 мг/м³;
- для метана (4-ый класс опасности) – 300 мг/м³.
- для одорантов, в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH) (2-ой класс опасности) – 1 мг/м³.
- для сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) (2-ой класс опасности) – 3 мг/м³.
- для сернистого газа (SO₂) (3-ий класс опасности) – 10 мг/м³
- для метанола (CH₃OH) – 5 мг/м³.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах, защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем. [7]

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

В районе строительства возможно возникновение инфекционных заболеваний, вызываемых весенне-летним клещевым энцефалитом. Заражение КВЭ происходит в период с апреля по сентябрь, с весенне-летним пиком во время наибольшей активности перезимовавших клещей. В связи с этим необходимо проведение иммунизации против клещевого энцефалита.

В летнее время года, работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща. [12]

6.3 Экологическая безопасность

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

Защита атмосферы

При выполнении строительно-монтажных работ воздействие на приземный слой атмосферы будет связано с неорганизованными и организованными выбросами загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу. Выбросы являются неизбежными. Все источники выбросов ЗВ в атмосферу в период строительства – передвижные.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются: автотранспорт и строительная техника; сварочный агрегат; битумоварочные котлы; земляные работы; аппарат газовой резки; изоляционные работы; окрасочные работы.

Проектом предлагаются следующие природоохранные мероприятия,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание (силами Подрядчика) для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта в расчетных пределах;
- допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии;
- наблюдение за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности.

Защита гидросферы

В гидросфере нефть и нефтепродукты оказывают влияние на природные воды. Несмотря на низкую растворимость в воде достаточно небольшого количества нефти, чтобы ухудшилось качество и свойство воды. При попадании нефтепродуктов в гидросферу используют средства для локализации разлива на водной поверхности (оградительные боновые заграждения), а также при необходимости сбора большого объема ГСМ возможно применение нефтесборного оборудования для сбора нефтяных пленок и устранения последствий разлива.

Защита литосферы

Ремонт трубопроводов оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растекает многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры. При растеплении, происходит процесс эрозии. Эрозии сильно подвергаются мелкозернистые пылеватые пески, пылеватые суглинки, глины лессы, лессовидные суглинки.

На протяжении всего периода строительства должен осуществляться контроль соблюдения границ землеотвода.

Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов,

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

образующихся в результате проведения работ. 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, санитарно-гигиеническим нормам.

Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На объектах магистрального нефтепровода наиболее вероятно следующие чрезвычайные ситуации: наводнения; ураганы; лесные пожары; разгерметизация МН; сейсмическая активность.

6.4.1 Мероприятия по предотвращению ЧС, разработка порядка действий в случае ЧС

Наиболее вероятная ЧС для рассматриваемого нефтепровода, разрыв нефтепровода на подводном переходе через р.Баканка в русле реки или опасной зоне. Для предупреждения возникновения ЧС, существует ряд мер по локализации и ликвидации:

1. обнаружение аварии;
2. получение информации об аварии;
3. оповещение об аварии;
4. принятие оперативных мер;
5. проведение аварийно-восстановительных работ.

В случае возникновения аварии, необходимо:

- сообщить руководителю структурного подразделения о случившемся;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

- использовать средства для локализации и ликвидации аварийного разлива;
- прекратить все огневые и газоопасные работы на территории объекта;
- вывести людей из опасной зоны.

Вывод по разделу

В процессе трудовой деятельности работников необходимо проявлять заботу об их здоровье, поскольку современный труд, как правило, сопряжен с воздействием на работающего многих вредных производственных факторов. Ремонтно-восстановительные работы нефтепровода относятся к опасным видам работ и требует повышенного внимания со стороны управления по охране труда.

В связи с этим формулирование и соблюдение всех правил промышленной безопасности является одной из главных задач на современном производстве.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей выпускной квалификационной работе:

1. Изучена нормативно-технической документации по эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях сильнопересеченной местности.

2. Проведен анализ технических решений по повышению эффективности выполнения ремонтно – восстановительных работ в условиях горной местности.

3. Разработаны рекомендаций по организации ремонтно - восстановительных работ в условиях горной местности.

4. Произведены технологические расчеты

В результате проделанной работы был исследован дефектосодержащий участок действующего магистрального нефтепровода, проходящего в горной местности, рассмотрена технология устранения дефекта методом наложения ремонтной конструкции П1.

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

1. Сократить ремонт методом врезки "катушек";
2. Полностью восстановить прочность и долговечность отремонтированных участков трубопровода;
3. Унифицировать технологию ремонта дефектов трубопровода различных типов и размеров.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация и обеспечение ремонтно-восстановительных работ нефтепровода в условиях горной местности			
Разраб.		Сергеев А.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					96	98
Консульт.						ТПУ гр. 3-2571Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
2. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.01.1997 №116 ФЗ.
3. СТО Газпром 2 - 3.5 - 051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов».
4. РД 51-3-96 «Регламент по техническому обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды».
5. ГОСТ 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление».
6. ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».
7. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
8. ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».
9. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования».
10. ГОСТ 12.1.046-2014 «Строительство. Нормы освещения строительных площадок».
11. ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».
12. ГОСТ 12.1.008-76 «Биологическая безопасность. Общие требования»
13. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
14. ГОСТ 3242-79 «Соединения сварные. Методы контроля качества» .
15. ГОСТ 25812-83 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

- 16.СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы» (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы»).
- 17.СП 34-112-97 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Комплексная технология и организация».
- 18.РД 93.010.00-КТН-114-07 «Правила производства и приемки строительно-монтажных работ».
- 19.РД – 23.040.00 – КТН – 064 – 18.
- 20.СП 34-112-97 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Комплексная технология и организация.
- 21.РД 23.040.00-КТН-201-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология проведения ремонта трубопровода с применением ремонтных конструкций».
- 22.ВРД КТК 09-09.14* «Правила технической эксплуатации нефтепроводной системы КТК».
- 23.ВРД КТК 32-12.13 «Регламент ремонта дефектов стенки трубы, сварочных стыков и изоляции на трубопроводах КТК».
- 24.ОР-13.01-74.30.00-КТН004-1-03 «Регламент и методика проведения дополнительной изъясноскопической проверки изъянов труб магистральных и технологических нефтепроводов».
- 25.ОР-13.01- 45.21.30-КТН-002-1-03. «Регламент по организации устранения дефектов методом выборочного ремонта».
- 26.СНиП 2.05.06-85 «Строительные нормы и правила».
- 27.СНиП III42-80* «Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы».

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98