

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности».

УДК 622.692.4.053-049.32(252.6)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Скруzman Григорий Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев Алексей Львович	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н		

Планируемые результаты обучения по ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	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-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	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-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	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 (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
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	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Скрузману Григорий Владимирович		

Тема работы:

«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности».	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является – газопровод, расположенный в Парабельском и Каргасокском районах Томской области. Режим работы газопровода непрерывный. Рабочее давление 8,0 МПа. Диаметр 426 мм.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Краткая характеристика объекта производства работ; 2. Технологический процесс ремонтно-восстановительных работ МГ методом вырезки/врезки катушки; 3. Технологический расчет магистрального газопровода; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность.
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна, доцент
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович, ассистент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев Алексей Львович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Скрузман Григорий Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Скрузману Григорий Владимирович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные справочники. 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	Расчет эксплуатационных затрат на устранение дефектов первоочередного ремонта на ЛЧМГ «СОИМ-МГКМ»

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Скрузман Григорий Владимирович		31.01.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Скрузману Григорий Владимирович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности».
--

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Рабочее место: Магистральный газопровод. Объектом исследования является участок магистрального газопровода (проведение ремонтно - восстановительных работ).</p>
--	--

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. 	<p>1. Постановление Госгортехнадзора от 30.10.1998 №63 «Об утверждении правил аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства»;</p> <p>2. Приказ Минздравсоцразвития РФ от 01.06.2009 №290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»;</p> <p>3. Приказ Минтруда России от 22.12.2015 №1110н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам организаций нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением»;</p>
--	--

	<p>4. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ - Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;</p> <p>5. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;</p> <p>6. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;</p> <p>7. ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны;</p> <p>8. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»;</p> <p>9. ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ «Строительство. Нормы освещения строительных площадок»;</p> <p>10. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»;</p> <p>11. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;</p> <p>12. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением № 1)».</p>
<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе в рабочей зоне; – Превышенный уровень шума; – Повышенная яркость света и физические перегрузки; – Повреждения в результате контакта с насекомыми. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – Ожоги в результате монтажных и электрогазосварочных работ; – Поражение электрическим током; – Пожарная безопасность при проведении огневых работ на газопроводе; – Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Ремонт трубопровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> – загрязнением земляных ресурсов; – загрязнением водных ресурсов;

	<ul style="list-style-type: none"> – загрязнением атмосферного воздуха; – повреждением почвенно растительного покрова изъятием земель. <p>Охрана окружающей среды при ремонте ЛЧМГ выполняется в соответствии с проектом производства работ и необходима для полного исключения или сведения к минимуму ущерба природным земельным ресурсам, природным водным ресурсам, атмосферному воздуху, недрам, растительности, животному миру, ландшафтам, заповедникам и заказникам, существующим зданиям и сооружениям.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Чрезвычайные ситуации при ремонтно-восстановительных работах на газопроводе могут быть:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Природного характера: <ul style="list-style-type: none"> – Метеорологические (буря, сильный ветер); – Геологические (обвал грунта при выполнении земляных работ); – Гидрометеорологические (сильный дождь (ливень), сильный снегопад, сильный мороз, сильная метель, сильный туман). 2. Техногенного характера: <ul style="list-style-type: none"> – Обрыв строп при укладке трубопровода в траншею; – Пожар на трубопроводе при выполнении огневых работ; – Разгерметизация трубопровода в процессе его испытания на прочность и герметичность.
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Скруzman Григорий Владимирович		

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
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.04.2020	<i>Характеристика объекта</i>	10
12.04.2020	<i>Классификация дефектов, виды ремонта магистральных трубопроводов</i>	10
17.04.2020	<i>Технологические расчеты трубопровода</i>	30
27.04.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
30.04.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
11.05.2020	<i>Заключение</i>	10
17.05.2020	<i>Презентация</i>	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержится на 120 листах, включает 24 рисунка, 22 таблицы, 45 источников литературы.

Ключевые слова: капитальный ремонт, магистральный газопровод, гидрологические условия, сварочно-монтажные работы.

Объектом исследования является: участок магистрального газопровода «СОНМ – МГКМ», подлежащий ремонтно-восстановительным работам.

Предметом исследования является - Ремонт участка магистрального газопровода «СОНМ – МГКМ», методом вырезки/врезки катушки.

Актуальность – Не смотря на то что в наше время, различными компаниями очень много разрабатываются и усовершенствуется технологии по защите трубопроводов от разрушения, с течением времени всё равно происходит старение и износ трубопровода, поэтому тема капитального ремонта до сих пор остаётся актуальной.

Цель работы – Основной целью работы является анализ технологического процесса капитального ремонта, методом вырезки/врезки катушкой на участке магистрального газопровода «СОНМ – МГКМ».

Для поставленной цели были рассмотрены следующие задачи:

- Описаны, характеристики климатических и геологических условий МГ;
- Изучены методы ремонта магистральных трубопроводов;
- Произведены необходимые расчёты для трубопровода.
- Произведен экономический расчет двух методов ремонта газопровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности»			
Разраб.		Скруzman Г.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					11	123
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Определения

Арматура – устройства, предназначенные для отключения, включения и регулирования потоков жидкости и газа в трубопроводе.

Диагностика трубопроводов – получение информации о состоянии стенок трубы в целях обнаружения дефектов.

Задвижка – это запорное устройство, в котором проход перекрывается поступательным движением затвора перпендикулярно движению потока транспортируемой среды. Задвижки широко применяют для перекрытия потоков газообразных и жидких сред в трубопроводах с диаметрами условных проходов от 50 мм до 2000 мм при рабочих давлениях 0,4–20 МПа и температуре среды до 450°С.

Газопровод магистральный, сооружение для транспортировки на большие расстояния (сотни и тысячи км) горючих газов от места добычи или производства к пунктам потребителя.

Коррозия - процесс разрушения металлов в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) – показатель безопасного уровня содержания загрязняющих веществ в окружающей среде.

Рекультивация – восстановление продуктивности и ценности нарушенных хозяйственной деятельностью земель, а также улучшение условий окружающей среды.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности»			
Разраб.		Скруzman Г.В.			Определения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					12	123
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Сокращения

- АУЗК – автоматический ультразвуковой контроль;
- ГСМ – горюче-смазочные материалы;
- КЗПСОД – Камера запуска, приема средств очистки и диагностики;
- КИК – контрольно-измерительная колонка;
- КПОУ – Камера приёма очистных устройств;
- КУ - крановый узел;
- ЛЧ – линейная часть;
- ЛЧМГ – линейная часть магистрального газопровода;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- ЛЭС – линейно-эксплуатационная служба;
- МГ – магистральный газопровод;
- МНГКМ – Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение;
- МПР – место производства работ;
- МТР – материально-технические ресурсы;
- ПДК – предельно-допустимая концентрация;
- ПП – промплощадка;
- ППР – проект производства работ;
- СДТ – соединительные детали трубопроводов;
- СМР – строительно-монтажные работы ;
- ТБО – твердые бытовые отходы;
- УКЗ – установка катодной защиты.
- ЭО – эксплуатирующая организация.

					«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Скруzman Г.В.			Сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					13	123
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б5Д		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Оглавление

Введение	17
1 Характеристика объекта	19
1.1 Характеристика природных условий трассы газопровода....	19
1.2 Подводный переход газопровода через реку Чижалка по методу наклонно-направленного бурения (ННБ).....	22
1.3 Климатическая характеристика	23
2 Объект исследования.....	25
2.1 Характеристика линейной части.....	25
2.2 Оформление линейной части.....	27
2.3 Искусственные сооружения.....	29
2.4 Запорная арматура	30
2.5 Камеры запуска приема средств очистки и диагностики.....	33
3 Диагностика магистральных газопроводов.....	34
3.1 Отчет об внутритрубной диагностике магистрального газопровода «СОНМ-МГКМ».....	40
4 Классификация дефектов магистральных трубопроводов.....	43
5 Ремонт линейной части магистрального газопровода.....	50
5.1 Капитальный ремонт линейной части магистрального газопровода.....	51
5.2 Технология капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.....	53
5.3 Выборочный капитальный ремонт газопроводов.....	56
5.4 Организация проведения работ по выборочному ремонту....	58
5.5 Комплексный капитальный ремонт.....	60

					<i>Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности</i>						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							
<i>Разраб.</i>		<i>Скруzman Г.В.</i>			Оглавление						
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>									
<i>Консульт.</i>											
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>									
					<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 25%;"><i>Лит.</i></td> <td style="width: 25%;"><i>Лист</i></td> <td style="width: 25%;"><i>Листов</i></td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">14</td> <td style="text-align: center;">123</td> </tr> </table>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		14	123
<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>									
	14	123									
ТПУ гр.3-2Б5Д											

6	Ремонтно-восстановительные работы.....	63
6.1	Укрепление стенок котлована.....	66
6.2	Устройство для погружения шпунтов УП-1.....	66
6.3	Ремонтная герметичная камера (РГК).....	69
6.4	Устройство для ремонта трубопровода на болоте.....	71
7	Расчетная часть.....	73
7.1	Расчет толщины стенки газопровода.....	74
7.2	Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении.....	76
7.3	Проверка на предотвращение недопустимых деформаций..	77
7.4	Проверка общей устойчивости в продольном направлении...	81
8	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	86
8.1	Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	87
8.2	Организационная структура проекта.....	88
8.3	Планирование управления научно техническим проектом..	89
8.4	Расчет бюджета эксплуатационных затрат на ремонт врезкой катушки и композитной муфтой.....	90
9	Социальная ответственность.....	98
9.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	98
9.2	Объект исследования.....	99
9.3	Производственная безопасность.....	99
9.4	Анолиз основных опасных векторов и мероприятия по их устранению.....	100
9.5	Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению.....	104
9.6	Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.....	107

9.7 Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте.....	109
9.8 Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми.....	110
9.9 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	111
9.10 Пожарная безопасность.....	111
9.11 Экологическая безопасность.....	114
9.12 Безопасность при чрезвычайных ситуациях.....	117
Заключение.....	119
Список использованных источников.....	120

Введение

Газопроводом принято называть трубопровод, предназначенный для транспортировки природного газа.

По своему назначению газопроводы делятся также, как и нефтепроводы на промысловые, межпромысловые, магистральные, технологические. Кроме того, существуют еще газопроводы распределительных сетей, которые предназначены для доставки газа от газораспределительных станций к конечному потребителю

К магистральным трубопроводам относят трубопроводы и ответвления (отводы) от них диаметром от 219 до 1420 мм и протяженностью обычно свыше 50 км, с избыточным давлением транспортируемого продукта от 1,2 до 10 МПа, характеризующиеся высокой пропускной способностью [1].

Магистральный газопровод «СОНМ – МГКМ» 2014 года постройки, введён в эксплуатацию в 2015 году, диаметр газопровода 426 мм. Протяжённость газопровода 128,08 км, рабочее давление – 8,0 МПа, способ прокладки подземный.

Ремонт магистральных трубопроводов является одной из важных стадий при их эксплуатации. Своевременное выявление дефектных участков нефтегазопроводов, а также своевременно и качественно проведённые ремонтно-восстановительные работы обеспечивают дальнейшую безаварийную эксплуатацию и транспорт углеводородов до потребителя.

Для быстрого и наиболее точного определения поврежденных или дефектных участков трубопроводов используют различные технические, технологические, организационные и административно-управленческие мероприятия, направленные на восстановление объектов трубопроводного транспорта.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности»			
Разраб.		Скруzman Г.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					17	123
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Целью ремонта является восстановление первоначальных эксплуатационных качеств магистрального трубопровода на отдельных его участках. Капитальный ремонт включает в себя комплекс работ по ремонту или замене элементов, конструкций и отдельных участков трубопроводов с целью максимального увеличения межремонтного срока их эксплуатации.

В данной работе будут рассмотрены ремонтно – восстановительные работы на участке трассы газопровода «СОНМ – МГКМ» по результатам внутритрубной диагностики.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

1. Характеристика объекта

1.1 Характеристика природных условий трассы газопровода

Газопровод находится в Парабельском и Каргасокском районах Томской области. Трасса газопровода протяженностью 128,08 км берет начало на Северо-Останинском НМ, заканчивается на Мыльджинском ГКМ. Протяженность трассы по Парабельскому району составляет 74,4 км. Граница районов проходит по реке Екыльчак.

В северо-восточном направлении трассы на расстоянии 6 км севернее Шингинского месторождения, в районе реки Оглат, расположена природная охраняемая территория зоологического Оглатского заказника площадью 100 тыс. га.

Ближайшими населёнными пунктами являются с. Пудино, г. Кедровый (в начале трассы), с. Мыльджино (в конце трассы), расположенные восточнее участка работ.

Согласно физико-географическому районированию, рассматриваемая территория расположена в лесной зоне Западно-Сибирской низменности, которая представляет собой ровную поверхность, постепенно понижающуюся в северном направлении. Абсолютные отметки поверхности изменяются от 67,14 до 126,3 м.

Поверхность территории полого-волнистая с понижением рельефа местности в сторону рек и ручьев и общим понижением в сторону р. Оби. Особенностью территории является развитие болот, переувлажнение поверхности. Заболачивание и переувлажнение территории возникает при условии ухудшения испарения, отсутствия поверхностного стока и природного дренажа (наличие тяжелых суглинков и глин), что характерно для лесной зоны с преобладанием слабодренированных плоских равнин.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности»			
Разраб.		Скруzman Г.В.			Характеристика объекта	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					19	123
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

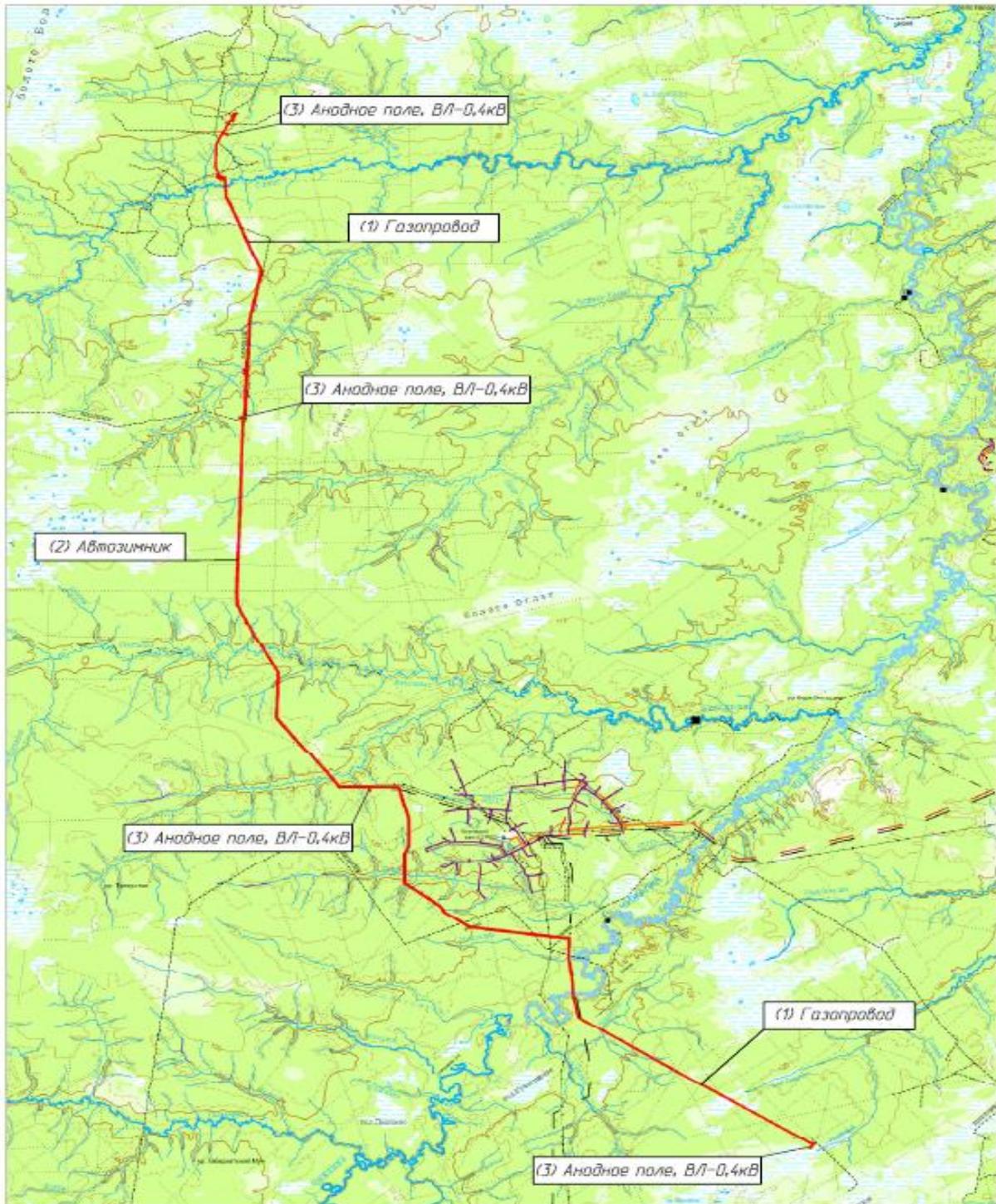


Рисунок 1.1 – Схема территориального размещения газопровода.

При прохождении трассы газопровода отмечено, что 30% местности занято заболоченными участками и развивающимися болотами. Болота, по которым проходят трассы, относятся ко II типу. За исключением участков трасс газопровода на ПК 952+10.00...ПК 953+ 00.00 и автозимника на ПК 829+37.90...ПК830+91.00, которые проходят по болотам III типа.

					Характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

незначительную глубину, его разнообразят старицы и многочисленные мелкие озера.

На территории прохождения трассы газопровода выделяется растительность водораздельных поверхностей, пойм, болот и заболоченных участков. Территория расположена в таежной местности, в густом смешанном лесу с подлеском и кустарником. Поверхность рельефа пониженных участков, ложбин и пойм задернована высокой осокой, травяной растительностью, характерной для переувлажненной местности. На гривах произрастает береза, сосна, пихта, ель, кустарник, реже кедр. Болотная растительность представлена чахлой тонкой сосной, мхами, осокой, кочкарником. Дорожное сообщение возможно только в зимнее время по автозимникам. Транспорт тяжелой техники возможен в зимнее время при создании лежневых и намораживаемых автодорог.

1.2 Подводный переход газопровода через реку Чижанка по методу наклонно-направленного бурения (ННБ)

Технические характеристики: участок газопровода протяженностью 440 м (ПК 246+00 – ПК 250+40, с учетом упругости изгиба $L=442,4$ м):

- диаметр и толщина стенки 426x15 мм;
- категория участка трубопровода 2;
- изоляция трубопровода, наружное трехслойное защитное покрытие на основе экструдированного полиэтилена специального исполнения, толщиной не менее 3,5мм ТУ 1390-003-00186654-2008;
- нормативный документ на трубу ТУ 1317-006.1-593377520-2003;
- класс прочности К52 (Сталь 13ХФА);
- рабочее давление 8,0 МПа.

Минимальный радиус упругого изгиба трубопроводов принят 600 м. Угол забуривания буровой колонны принят на , угол выхода буровой колонны $.8^{\circ}8'6^{\circ}21'$

					Характеристика объекта	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глубина укладки трубопровода в русле не менее 6 м, ниже естественных отметок дна русла реки и не менее 2 м ниже линии возможного размыва русла реки [2].

При этом проектные отметки трубопровода на переходе должны быть более 2 м ниже предельного профиля деформации русла и берегов (прогноз деформаций должен составлять период не менее 100 лет) [3].

Подводные переходы газопровода через другие водные преграды построены траншейным способом, где глубина заложения - не менее 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла водотока, определяемого на основании инженерных изысканий с учётом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоёма. Угол пересечения водотока трубопроводом – $.90^{\circ}$

1.3 Климатическая характеристика

Климат района континентальный, с тёплым летом и холодной зимой, равномерным увлажнением, довольно резким изменением элементов погоды в сравнительно короткие периоды времени, зависящие от сложной циркуляции воздушных масс над Западной Сибирской низменностью.

В течение года наблюдаются значительные колебания температуры воздуха. Среднегодовая температура воздуха в районе работ (по данным метеостанций Пудино и Средний Васюган) составляет минус $1,5^{\circ}\text{C}$. Самый холодный месяц года – январь при средней минимальной температуре воздуха (по данным метеостанции Пудино) минус $34,7^{\circ}\text{C}$. Самый тёплый месяц года – июль при средней максимальной температуре воздуха (по данным метеостанции Пудино) плюс $29,3^{\circ}\text{C}$. Амплитуда среднемесячной температуры между январем и июлем (по данным метеостанции Пудино) составляет $37,8^{\circ}\text{C}$, по данным метеостанции Средний Васюган составляет $38,1^{\circ}\text{C}$.

					Характеристика объекта	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Средняя продолжительность безморозного периода по данным метеостанции Пудино составляет 88 дней (с 5 июня по 2 сентября), по данным метеостанции Средний Васюган 112 дней (с 25 мая по 15 сентября). Устойчивые морозы в среднем наступают 1-2 ноября, прекращаются 22-24 марта. Общая продолжительность устойчивых морозов составляет 141-143 дня.

Сильное воздействие на глубину промерзания почвы оказывает рельеф и микрорельеф. Можно считать, что, если по данным станции, расположенной на ровном месте, глубина промерзания почвы в среднем составляет 100 см, то на возвышенности почва может промёрзнуть до 120 - 150 см, в пониженных местах может промёрзнуть до 50 – 70 см. Оттаивание поверхностного слоя почвы начинается в апреле и интенсивно продолжается в соответствии с глубиной до июня. Наиболее часто средняя суточная температура на поверхности почвы переходит через 0°C в третьей декаде апреля. Отрицательная температура на глубине может держаться до июля [4].

					<i>Характеристика объекта</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Объект исследования

2.1 Характеристика линейной части

Линейная часть газопровода смонтирована из трубы стали 13ХФА (конструкционная углеродистая) прочности К52, бесшовной, горячедеформированной повышенной коррозионной стойкости и холодостойкости по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 с трёхслойной полимерной изоляцией из экструдированного полиэтилена по ТУ 14-ЗР-66-2003 производства ОАО «Челябинский трубопрокатный завод» (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Труба для строительства газопровода

Газопровод подготовленного природного горючего газа «Северо-Останинское НМ – Мыльджинское ГКМ», относится к I классу и III категории.

Категорийность повышается до I на следующих участках газопровода [5]:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности»			
Разраб.		Скруzman Г.В.			Объект исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					25	123
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

- Узлы запуска и приёма очистных устройств, а также участки по 100 м, примыкающие к ним;
- Между охранными кранами головных сооружений (КС), УКПГ;
- Переходы через водные преграды несудоходные шириной зеркала воды в межень 25 м и более в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды);
- Переходы через болота III типа;
- Переходы через автомобильные дороги категории III, IV, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги.

Категорийность повышается до II на следующих участках газопровода:

- Узлы установки линейной арматуры;
- Газопроводы на длине 250 м от линейной запорной арматуры подводных переходов;
- Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т.п.) в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации [5].

Охранные зоны объектов магистральных газопроводов (далее - охранные зоны) устанавливаются:

- вдоль линейной части магистрального газопровода - в виде территории, ограниченной условными параллельными плоскостями, проходящими на расстоянии 25 метров от оси магистрального газопровода с каждой стороны;
- вдоль линейной части многониточного магистрального газопровода - в виде территории, ограниченной условными параллельными плоскостями, проходящими на расстоянии 25 метров от осей крайних ниток магистрального газопровода;

					Объект исследования	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- вдоль подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды - в виде части водного объекта от поверхности до дна, ограниченной условными параллельными плоскостями, отстоящими от оси магистрального газопровода на 100 метров с каждой стороны;
- вдоль газопроводов, соединяющих объекты подземных хранилищ газа, - в виде территории, ограниченной условными параллельными плоскостями, проходящими на расстоянии 25 метров от осей газопроводов с каждой стороны;
- вокруг компрессорных станций, газоизмерительных станций, газораспределительных станций, узлов и пунктов редуцирования газа, станций охлаждения газа - в виде территории, ограниченной условной замкнутой линией, отстоящей от внешней границы указанных объектов на 100 метров с каждой стороны;
- вокруг наземных сооружений подземных хранилищ газа - в виде территории, ограниченной условной замкнутой линией, отстоящей от внешней границы указанных объектов на 100 метров с каждой стороны [6].

2.2 Оформление линейной части

На трассе трубопровода должна предусматриваться установка опознавательных знаков (со щитами-указателями) высотой 1,5-2 м от поверхности земли. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 1 км, а также дополнительно на углах поворота и, как правило, совмещаются с катодными выводами [5]. Столбики окрашивают в оранжевый или ярко-желтый цвет. Многониточные трубопроводы обозначают знаками закрепления, устанавливаемыми в границах охранной зоны трубопроводов в пределах видимости от трубопровода.

Знаки закрепления устанавливают по данным геодезических отметок, на знаках наносят сквозной километраж по наименованию трубопровода.

					Объект исследования	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На землях сельскохозяйственного пользования знаки устанавливаются только на границах полей, лесопосадок.

В местах пересечения трубопровода с железными дорогами всех категорий устанавливаются знаки «Осторожно газопровод», с автомобильными дорогами всех категорий устанавливаются знаки «Осторожно газопровод» и «Остановка запрещена».

На многониточных переходах обозначают крайние трубопроводы с обеих сторон железных и автомобильных дорог.

Установку соответствующих дорожных знаков в местах пересечения трубопровода с железными и автомобильными дорогами производит организация – владелец дороги по заявке Филиала ЭО. В местах неорганизованных переездов через газопроводы ЭО устанавливаются знаки «Газопровод Переезд запрещен».

Переходы газопроводов через водные преграды на обоих берегах и места пересечения газопроводов с другими надземными и подземными коммуникациями обозначают знаками «Закрепление трассы газопровода на местности» и «Осторожно газопровод»

На обоих берегах судоходных рек и водоемов на расстоянии 100 м выше и ниже по течению от крайних газопроводов подводного перехода устанавливаются запрещающие знаки «Якоря не бросать» и сигнальные огни в соответствии с требованиями. Сигнальные знаки устанавливает Филиал ЭО, по согласованию с бассейновыми управлениями водного пути (управлениями каналов) и вносятся последними в перечень судоходной обстановки и в лоцманские карты [6].

Надземные переходы оборудуют конструкциями, исключающими перемещение посторонних лиц по газопроводу, и устанавливаются знаки «Осторожно газопровод» и «Газ. Вход запрещен».

На наружной стороне ограждений крановых узлов, узлов приема - пуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, устройств аварийного сбора конденсата устанавливаются знаки «Газ! Вход

					Объект исследования	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

запрещен», а также информационную табличку с указанием ЭО, Филиала ЭО и телефона Филиала ЭО и знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить» [7].

В местах выявленных утечек газа устанавливают знак «Осторожно! Газ», а также информационную табличку с указанием ЭО, Филиала ЭО и телефона Филиала ЭО и знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить».

Знаки устанавливают согласно [7].

Дома линейных обходчиков и аварийные машины ЛЭС укомплектовывают знаками и средствами для временного обозначения мест утечек газа, ремонтируемых и аварийных участков газопроводов.

Знаки в соответствии с настоящим стандартом устанавливают на вновь построенных и реконструируемых газопроводах, на действующих газопроводах знаки заменяют по мере износа ранее установленных.

2.3 Искусственные сооружения

Кроме трубопровода для транспортировки газа в состав ЛЧМГ входят следующие дополнительные сооружения:

- крановые узлы, (рисунок 2.2);
- камера запуска СОД, на Северо – Останинском ГКМ;
- камера приёма СОД на Мыльджинском ГКМ;
- аварийный амбар для выпуска конденсата (дренажа) из коллектора-сборника камеры приёма;
- знаки обозначения трассы;
- контрольно-измерительные пункты (КИП);
- вертолётные площадки, расположенные вдоль трассы газопровода;
- пункты обогрева для рабочего персонала ЛЭС, также расположенные вдоль трассы МГ.

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29



Рисунок 2.2 – Крановый узел (КУ)

Площадки крановых узлов запорной арматуры ограждаются металлической сеткой по металлическим столбам высотой 2,2 м (п. 2.1.13* ВРД 39-1.10-006-2000*) [8]. Ограждение имеет две калитки размером 1,0х2,2 м, расположенные с противоположных сторон периметра ограждения, что обеспечивает эвакуационный выход с площадки (СП 1.13130.2009) [9].

Территория вокруг КУ отсыпается гравийно-песчаной смесью толщиной 100 мм.

2.4 Запорная арматура

Запорная арматура, устанавливаемая на объектах линейной части, должна гарантировать возможность местного и дистанционного переключения. Основное назначение запорной арматуры – перекрывать поток рабочей среды по трубопроводу.

Основные требования к запорной арматуре линейной части магистральных трубопроводов: минимальное гидравлическое сопротивление полностью открытой арматуры; легкость срабатывания после длительной эксплуатации в открытом положении; высокая надежность; долговечность; безотказность; герметичность затвора и всех уплотнений; коррозионная стойкость.

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Запорная арматура, установленная на магистральных трубопроводах, должна иметь:

- ограждение;
- площадку обслуживания, выполненную согласно проекту, с обязательной установкой предупреждающих и запрещающих знаков на ограждении;
- нумерацию согласно технологической схемы трубопровода;
- указатели вращения на закрытие и открытие и положений "закрыто", "открыто";
- подъезд.

Выбор типа запорной арматуры производится в зависимости от конкретных условия и технологического процесса, свойств перекачиваемой среды, характера работы арматуры и температурного режима. Большую роль играют габариты и масса запорной арматуры.

Запорная арматура диаметром более 400 мм должна иметь опорные лапы для установки на фундамент. Материалы, применяемые для изготовления арматуры, должны обеспечивать надежную и безопасную ее эксплуатацию.

Конструкция запорной, регулирующей и предохранительной арматуры должна обеспечивать герметичность, соответствующую I классу по ГОСТ 9544-93[10].

Арматура и обвязка запорной арматуры промышленных газопроводов, находящихся под давлением, должны быть предусмотрены проектной документацией в подземном исполнении с надземным выводом привода арматуры.

Расстановка узлов запорной арматуры по трассе газопровода принята в соответствии с требованиями п.4.12 - 4.16 СНИП 2.05.06-85*. Обвязка узлов запорной арматуры принята в соответствии с типовыми решениями обвязки узлов запорной арматуры на газопроводах с двухсторонней продувкой на свечу (рисунок 2.3).

					Объект исследования	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Применяемая запорная арматура сертифицирована. Имеет разрешение для эксплуатации на опасном производственном объекте. Оборудование и запорная арматура поставляется в климатическом исполнении УХЛ1 (NF) по ГОСТ 15150-69* [11], по герметичности затвора - класса А по ГОСТ 9544-2015 [12].

Линейные крановые узлы и КЗПСОД обвязаны байпасной и свечной арматурой и продувочными свечами на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры и высотой не менее 3 м [13].



Рисунок 2.3 – КУ с двухсторонней продувкой на свечу

Запорная арматура, установленная на магистральных трубопроводах, должна иметь:

- ограждение;
- площадку обслуживания, выполненную согласно проекту, с обязательной установкой предупреждающих и запрещающих знаков на ограждении;
- нумерацию согласно технологической схемы трубопровода;
- указатели вращения на открытие и закрытие;
- подъезд.

					Объект исследования	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.5 Камеры запуска приема средств очистки и диагностики

На МГ «СОНМ – МГКМ» установлены КЗСОД и КПСОД предназначенные для запуска и приема внутритрубных средств очистки, диагностики и герметизации.

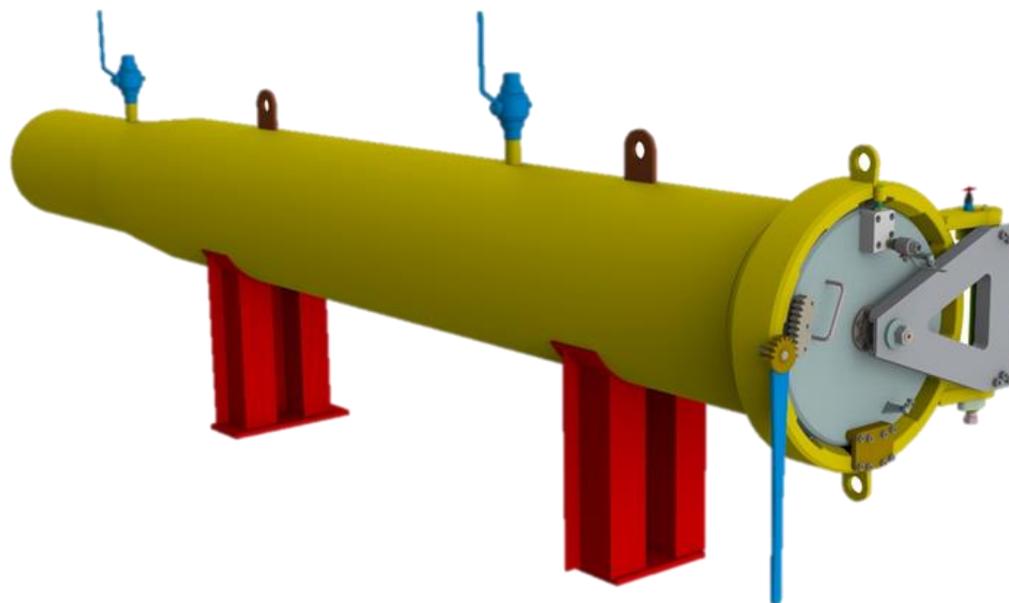


Рисунок 2.4 – Камера приема СОД

Проведение периодической очистки внутренней поверхности трубопроводов позволяет добиться снижения скорости коррозии, за счет извлечения отложений со стенок трубопровода, что в значительной степени влияет на безаварийную эксплуатацию трубопроводов.

Очистка внутренней полости трубопроводов необходима для поддержания пропускной способности.

Проведения внутритрубной диагностики трубопроводов на сегодняшний день лучший способ диагностирования состояния трубопровода, позволяющий выявлять внутренние дефекты тела трубы, сварного шва, потенциально опасные участки, утонения стенки трубы и т. д. А также на стадии ввода нового трубопровода в эксплуатацию выявлять строительный брак в сварных стыках, и заводской брак по телу трубы.

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

3. Диагностика магистральных газопроводов

Для магистральных газопроводов, имеющих большую протяженность, наиболее технологичным является проведение диагностики с помощью внутритрубных инспекционных приборов (ВИП).

Внутритрубная диагностика в целом состоит из:

- пропуска очистных скребков для очистки внутренней поверхности трубопровода от парафино-смолистых отложений, глиняных тампонов, а также удаления посторонних предметов;
- пропуска скребка-калибра с целью определения минимального проходного сечения трубопровода перед пропуском профилемера;
- пропуска шаблона-профилемера для участков первичного обследования, которые имеют подкладные кольца, для предупреждения застревания и повреждения профилемера деформированными подкладными кольцами;
- пропуска профилемера для контроля проходного сечения трубопровода с целью предупреждения застревания и повреждения дефектоскопа и определения глубины вмятин;
- пропуска дефектоскопа.

Для проведения внутритрубной диагностики магистральный трубопровод должен отвечать следующим требованиям: все соединительные элементы и запорная арматура участка трубопровода должны быть равнопроходными с трубопроводом. Каждый участок диагностируемого магистрального трубопровода (в том числе лупинги и резервные нитки подводных переходов) должен быть оборудован КЗПСОД. Конструктивно камеры КЗПСОД идентичны (рисунок 3.1).

					«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Скруzman Г.В.			Диагностика магистральных газопроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					34	123
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

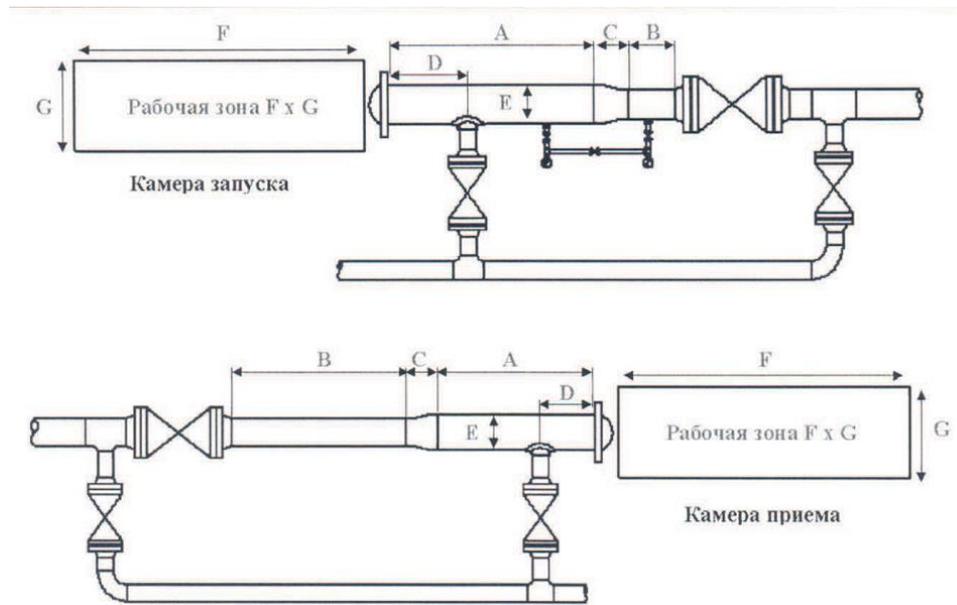


Рисунок 3.1 – Схема камер запуска – приема СОД и ВИП

Процессы приема и запуска ВИП в трубопровод осуществляются в строго заданной последовательности.

Мероприятия, предусматривающие технологические операции по запаске, пуску, пропуску, приему и извлечению СОД, должны быть заблаговременно разработаны и утверждены эксплуатирующей организацией.

До начала запаски ВИП необходимо:

- проверить исправность и работоспособность всех узлов и устройств КПП СОД, передатчика, установленного в ВИП, приборов и аппаратуры, предназначенных для контроля прохождения ВИП и для установки маркерных пунктов;
- освободить КПП СОД от перекачиваемого продукта;
- проверить положение запорной (регулирующей) арматуры узла пуска СОД и сигнализатора;
- проверить наличие связи с диспетчером эксплуатирующей организации.

Программирование бортового компьютера ВИП следует выполнять за пределами взрывоопасной зоны и при закрытых КПП СОД.

Узел приема СОД на диагностируемом участке должен быть настроен на прием до начала заправки СОД в камеру пуска [14].

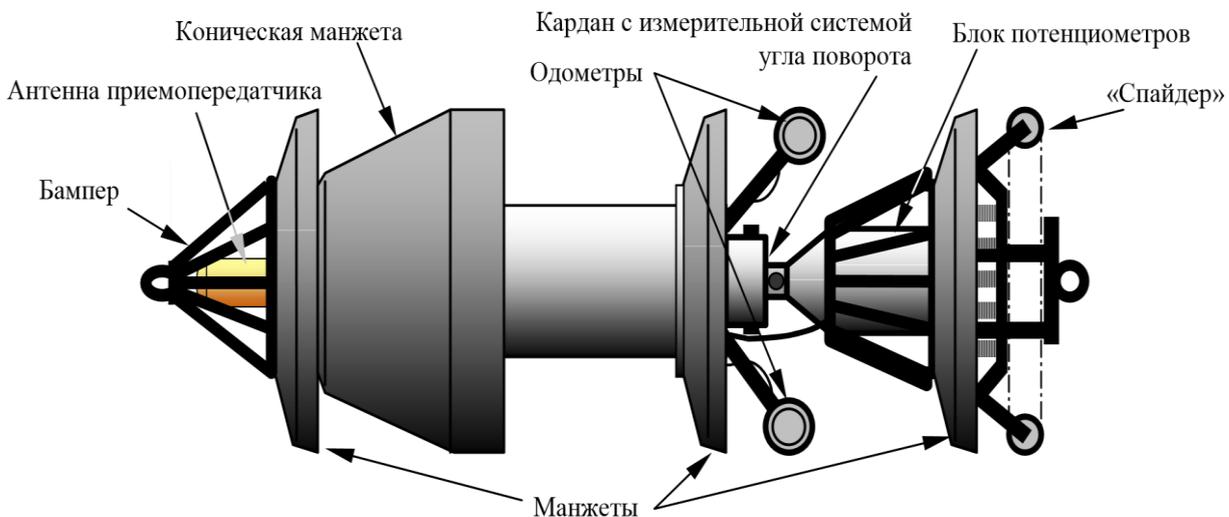


Рисунок 3.2 – Профилемер двухсекционный

Профилемер (Рисунок 3.2) является двухсекционным прибором, предназначенным для измерения внутреннего проходного сечения и радиусов отводов трубы, что необходимо для оценки возможности безопасного пропускания приборов-дефектоскопов. Выявляемые дефекты: вмятины, гофры, овальности, сужения глубиной более 2 мм (с вероятностью обнаружения 0,95) [15].

Основным диагностическим ВИП является внутритрубный дефектоскоп (рисунок 3.3). Выявление дефектов трубопроводов проводится поэтапно. На первом этапе с помощью профилемера в трубопроводе выявляются диаметры внутреннего проходного сечения трубы, вмятины, гофры, овальности, сужения, радиусы отводов трубы и другие аномалии геометрии трубопровода. Затем внутритрубным ультразвуковым дефектоскопом определяются потери толщины стенки трубы из-за коррозии и эрозии, наличие неметаллических включений в стенках трубы и расслоений металла по толщине стенки. На третьем этапе с помощью магнитного дефектоскопа выявляются трещины и трещиноподобные дефекты в кольцевых сечениях трубы и, в первую очередь, в кольцевых сварных швах.

На завершающем четвертом этапе осуществляется поиск трещин и трещиноподобных дефектов, расположенных вдоль оси трубы, с помощью внутритрубного ультразвукового дефектоскопа.

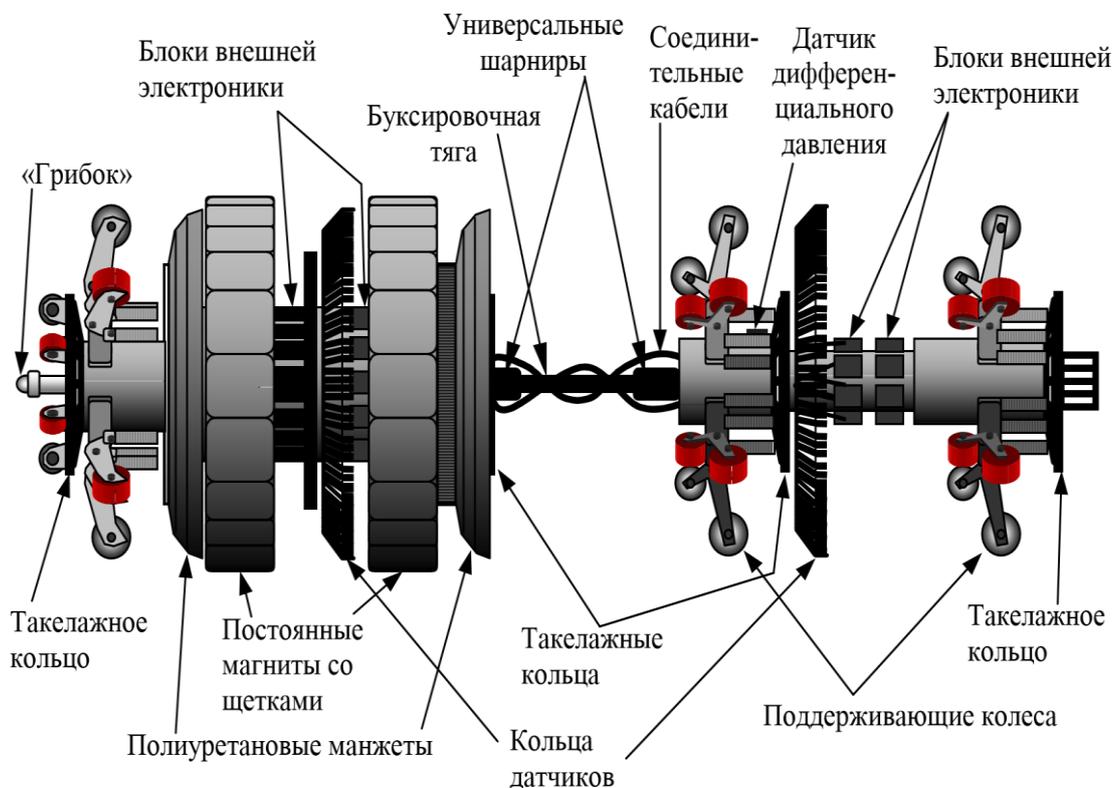


Рисунок 3.3 – Магнитный дефектоскоп MFL

Магнитный дефектоскоп включает в себя две системы: механическую и электронную.

Механическая система состоит из:

- корпусов (герметичных капсул);
- межсекционных соединений;
- поддерживающих колес;
- системы привода;
- приспособление для подъема и транспортировки.

Электронная система состоит из:

- модуля обработки и записи данных;
- батарейного модуля;
- внешней электроники.

Система внешней электроники состоит из:

- датчиков внешних электронных модулей;
- проводки (кабель);
- крышек секций.

Одним из важнейших параметров ВТД является высокая разрешающая способность внутритрубных инспекционных снарядов.

Разрешающую способность выбирают исходя из обеспечения безопасности трубопровода с дефектами [16].

Магнитные дефектоскопы MFL предназначены для контроля трубопроводов методом утечки магнитного потока в материале трубопровода и в сварных швах при движении дефектоскопа потоком перекачиваемого продукта. Пропуск дефектоскопов MFL по участкам с подкладными кольцами нецелесообразен вследствие искажений магнитного поля, вызываемых наличием подкладных колец и невозможностью получить информацию о наличии дефектов в кольцевых сварных швах.

Для магнитных дефектоскопов MFL должна также дополнительно производиться очистка трубопровода от металлического мусора (остатков электродов, оборванных наплывов сварных швов и т. п.) пропуском магнитных очистных скребков типа СКРЗ. При невозможности контроля приборами внутритрубной диагностики (например, из-за отсутствия камер приема-пуска или других конструктивных особенностей) газонефтепроводы подвергаются гидравлическим или пневматическим испытаниям на прочность и плотность.

На каждый испытываемый участок газонефтепровода (или на весь газонефтепровод) разрабатывают проект производства работ, включающий проект организации испытаний и проект производства испытаний. Испытания газонефтепроводов проводят после очистки

полостей трубопроводов от отложений и загрязнений с последующей промывкой или продувкой.

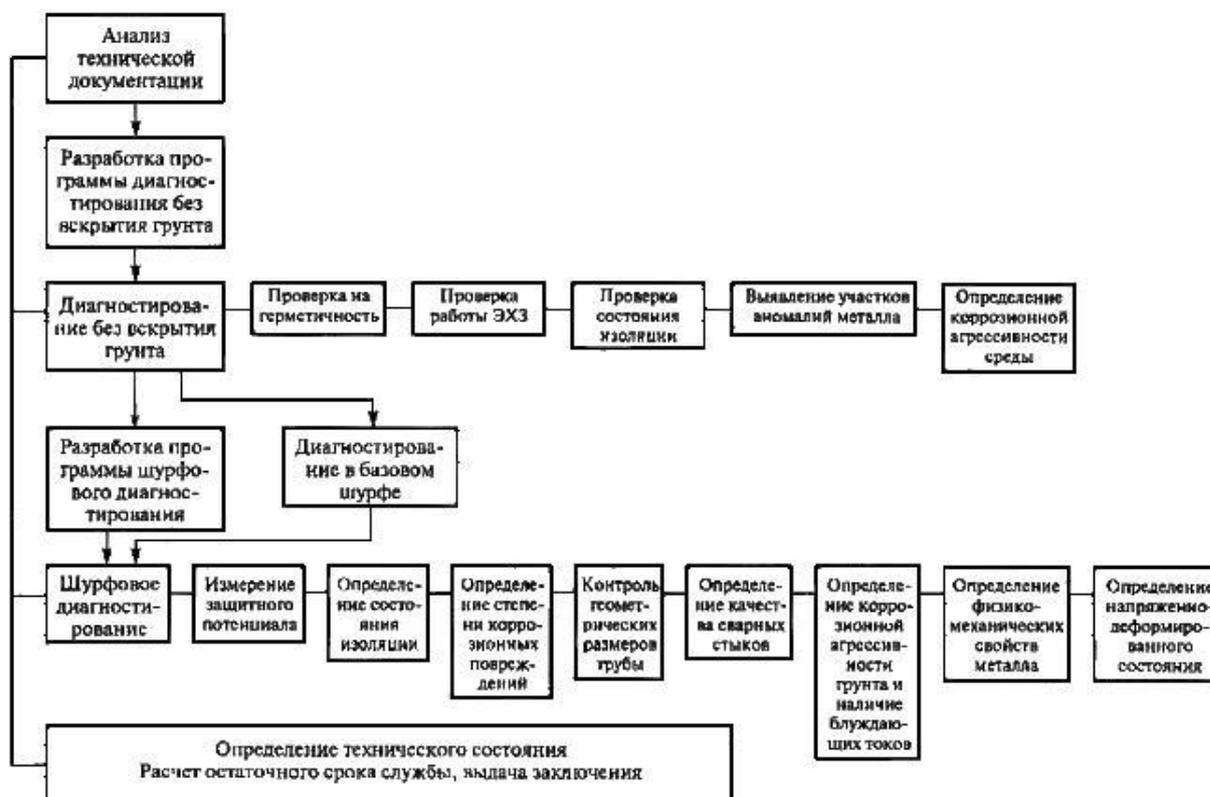


Рисунок 3.4 Схема планового диагностирования подземных газопроводов

- анализ технической документации (проектной, строительной и эксплуатационной);
- разработка программы диагностирования газопровода без вскрытия грунта;
- диагностирование без вскрытия грунта;
- диагностирование в базовом шурфе;
- разработка программы шурфового диагностирования (при необходимости);
- диагностирование по программе шурфового диагностирования; определение технического состояния;
- расчет остаточного срока службы, выдача заключения [17].

3.1 Отчет об внутритрубной диагностике МГ «СОИМ – МГКМ»

На магистральном газопроводе «СОИМ – МГКМ» была проведена внутритрубная диагностика. После окончания работ в эксплуатирующую организацию был направлен «заключительный отчет об инспекции трубопровода с использованием профилимера и магнитного дефектоскопа MFL».

В отчете содержалась следующая информация:

- Данные инспекции получены по всей протяженности трубопровода.
- В ходе инспекции было обнаружено 298 потерь металла, при этом наибольшая глубина дефекта составила 44.7%.
- В ходе инспекции потерь металла с глубиной 80% номинальной толщины стенки не обнаружено.
- Рост коррозионных дефектов составил 3.4 мм/год (достоверность 95%).
- В ходе инспекции зарегистрировано 4 вмятины.
- Выявлено 68 дефектов со сроком ремонта менее 5 лет.

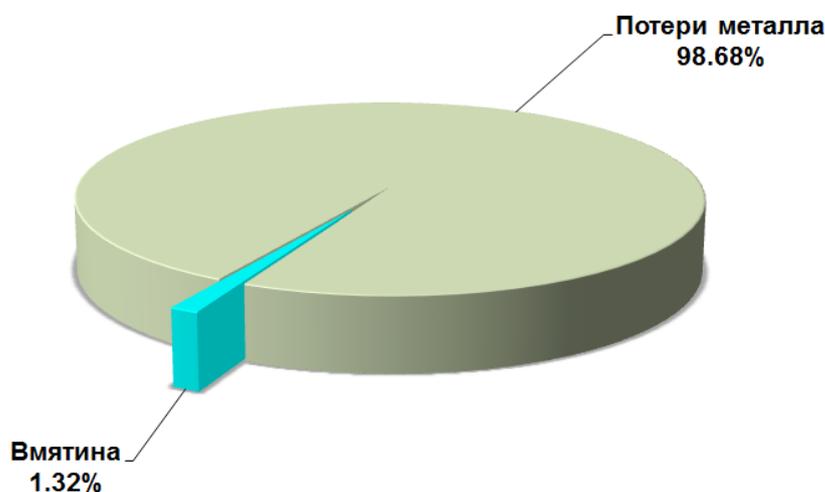


Рисунок 3.5 - Распределение дефектов по типам

По данным инспекции было обнаружено 298 потерь металла глубиной от 10.0% до 44.7% от толщины стенки трубы.

Распределение потерь металла, по глубине в процентах от толщины стенки трубы представлено в таблице 2.

Таблица 2 - Распределение потерь металла.

Глубина,% от WT	Внешние потери металла		Внутренние потери металла		Всего:	
	кол-во, шт.	% от общего кол-ва	кол-во, шт.	% от общего кол-ва	кол-во, шт.	% от общего кол-ва
10..20%	42	14.09%	192	64.43%	234	78.52%
20..30%	34	11.41%	3	1.01%	37	12.42%
30..40%	22	7.38%	0	0.00%	22	7.38%
40..50%	5	1.68%	0	0.00%	5	1.68%
Всего:	103	34.56%	195	65.44%	298	100.00%

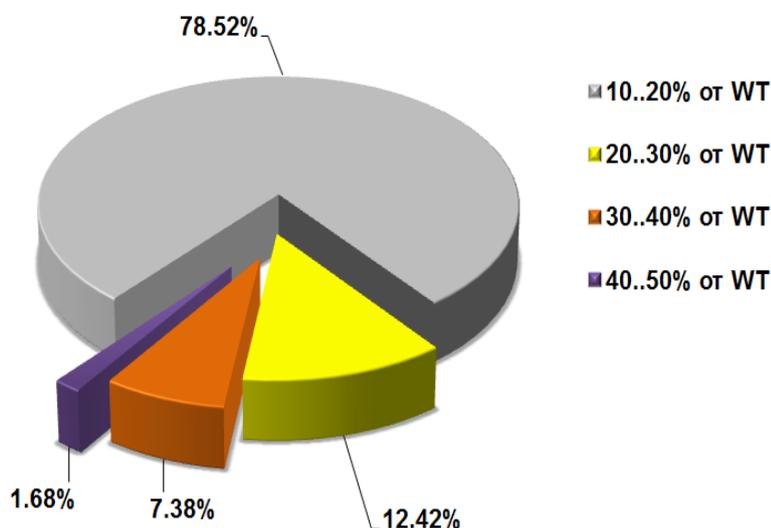


Рисунок 3.6 – Распределение потерь металла по глубине

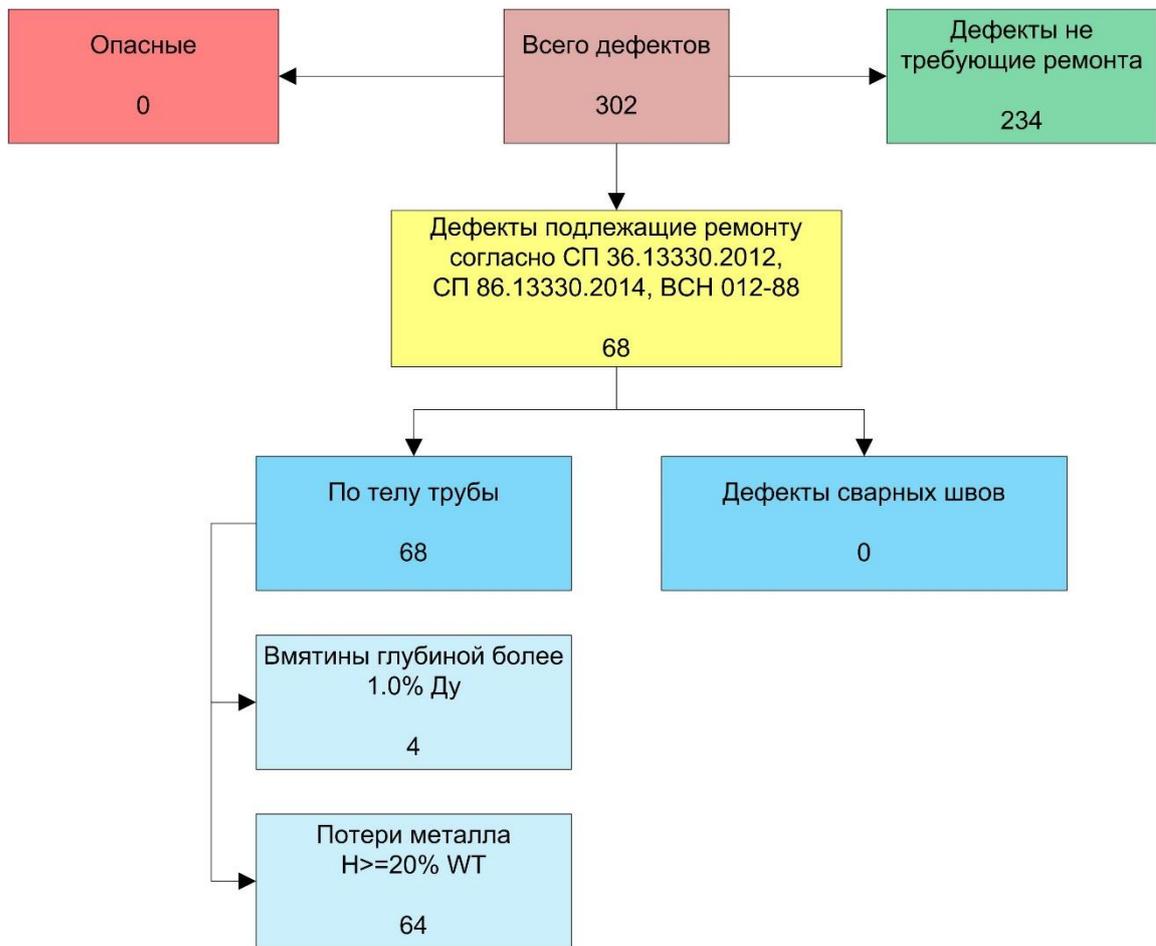
Данные по предремонтной классификации приведены в таблице 3:

По данным диагностики рекомендованы следующие работы по выборочному ремонту отдельных дефектов:

- Обжимная приварная муфта (П2) со сроком ремонта 1-2 года 42 шт.
- Обжимная приварная муфта (П2) со сроком ремонта 2-3 года 19 шт.
- Обжимная приварная муфта (П2) со сроком ремонта более 10 лет 4 шт.
- Заварка (наплавка) со сроком ремонта 2-3 года 3 шт.

Таблица 3 - Классификация дефектов.

Сводная таблица классификации дефектов согласно
СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014, ВСН 012-88



ПРИМЕЧАНИЕ: приведенные сроки и методы ремонтов имеют рекомендательный характер.

4 Классификация дефектов магистральных трубопроводов

Дефект магистрального трубопровода – это отклонение геометрического параметра трубы, сварного шва, качества материала трубы, не соответствующее требованиям действующих нормативных документов, возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации трубо-провода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные трубопроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем [20].

Все дефекты труб МГ можно разделить на следующие классы:

1. Отклонение оси трубы от проектного положения.
2. Нарушение формы поперечных сечений труб.
3. Дефекты стенки трубы и сварных соединений.

К первому классу относятся:

- всплывшие участки трубопровода;
- арочные выбросы и выпучины;
- провисы, просадки.

К всплывшим участкам относятся участки магистрального газопровода, потерявшие проектное положение оси в обводненном грунте с выходом на поверхность воды.

К арочным выбросам относятся участки магистрального газопровода, потерявшие в процессе эксплуатации проектное положение оси с выходом на дневную поверхность. По форме арочные выбросы подразделяются на симметричные и несимметричные (в виде одной полуволны синусоиды), на косогоре (со смещением оси в вертикальной плоскости) и типа «змейки» в горизонтальной плоскости (с двумя и более полуволнами).

					«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Скруzman Г.В.</i>				Классификация дефектов магистральных трубопроводов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>					43	123	
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б5Д		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

К выпучинам относятся участки трубы, выпучившиеся в результате морозного пучения грунтов, обычно при промерзании талых грунтов, вмещающих трубопровод.

К провисам относятся оголенные участки трубы без опирания на грунт, возникающие, к примеру, в результате карстовых явлений или оттаивания вечномёрзлых грунтов.

Ко второму классу относятся:

- овальность трубы;
- вмятины;
- гофры.

Овальность сечения — дефект геометрии длиной 1,5 номинального диаметра трубы и более, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях. Овальность определяется как разность между значением номинального наружного диаметра D_n и значением минимального измеренного наружного диаметра трубы d (рисунок 3.1) [18].

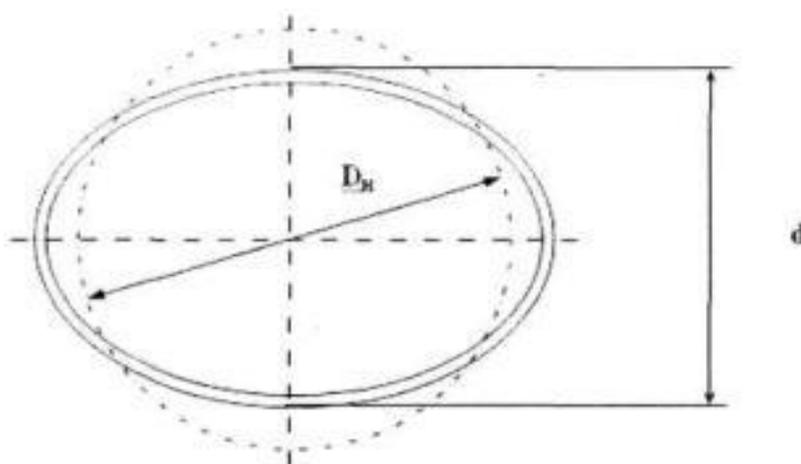


Рисунок 3.1 Схема измерения параметров дефекта "овальность".
Фактический центр овальности может быть смещен от центра трубы с номинальным диаметром.

Вмятина – местное изменение формы поверхности трубы, не сопровождающееся утонением стенки. Вмятина образуется в результате взаимодействия трубы с твердым телом, не имеющим острых кромок. Это взаимодействие может быть как статическим, так и динамическим.



Рисунок 3.2 - Вмятина

Вмятина имеет, как правило, плавное сопряжение с остальной поверхностью трубы и поэтому не вызывает пиковой концентрации напряжений. В области вмятины имеются значительные остаточные изгибные (по толщине стенки трубы) пластические деформации. Эти деформации возникают как в поперечных, так и в продольных сечениях вмятины, но обычно максимальные их значения имеют место в поперечном (кольцевом) направлении. Вмятина характеризуется поверхностными величинами (вдоль трубы и в кольцевом направлении) и глубиной.

При обследовании МГ рекомендуется обращать внимание на возможность наличия вмятины в зоне нижней образующей газопровода. Зона нижней образующей (5–6–7 часов) является наиболее подверженной образованию вмятин как в процессе сооружения, так и эксплуатации [19].

					Классификация дефектов магистральных трубопроводов	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Гофр — чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения трубопровода.

Гофры обычно образуются при изоляционно-укладочных работах или при холодном изгибе труб. В редких случаях гофры могут образовываться в процессе эксплуатации МГ на углах поворота трассы при значительных перемещениях криволинейного участка МГ вследствие действия внутреннего давления и температуры и при прохождении трубопровода в слабонесущих грунтах.

К третьему классу относятся дефекты стенок труб металлургического происхождения и образовавшиеся при транспортировке, сооружении и эксплуатации МГ.

Дефекты стенок труб металлургического происхождения:

- трещины — дефект в виде узкого разрыва металла стенки трубы. Могут быть сквозными и несквозными;



Рисунок 3.3 - Трещина

- расслоение — несплошность металла стенки трубы; расслоение с выходом на поверхность (закат, плена про-катная) – расслоение, выходящее на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы;



Рисунок 3.4 - Расслоение газопровода

- закат — несплошность металла в направлении прокатки листа на значительной длине;
- плена — отслоение металла различной толщины и величины, вытянутое в направлении прокатки и соединенное с основным металлом одной стороной;



Рисунок 3.4 – Дефект трубы «пленка»

- рванина — раскрытый глубокий окисленный разрыв поверхности металла разнообразного очертания, расположенный поперек или под углом к направлению прокатки;
- риска — продольная канавка, образовавшаяся в результате взаимодействия трубы с острыми выступами при прокатке (изготовлении) труб.

Дефекты стенок труб, образовавшиеся при транспортировке труб, сооружении и эксплуатации МГ:

					Классификация дефектов магистральных трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

- утонение стенки трубы на значительной площади обычно вызывается сплошной (равномерной или неравномерной) коррозией трубопровода. Критерием именно такого повреждения является то, что максимальные напряжения в ослабленной зоне не зависят от поверхностных размеров дефекта, а определяются только в зависимости от минимальной толщины стенки в зоне утонения. В дефектах типа утонений практически отсутствуют пиковые концентрации напряжений;
- локальное повреждение стенки трубы – это дефект стенки с присущими величинами, сопоставимыми с ее толщиной (но не более 5 толщин). К этим повреждениям относится питтинговая коррозия, каверны различного происхождения, забоины;
- линейно-протяженные дефекты – относительно длинные поверхностные повреждения стенок труб, у которых один размер – длина во много раз превышает два других – ширину и глубину.

К линейно-протяженным дефектам относятся: царапины и задиры.

Царапины – дефект, поперечное сечение которого имеет треугольную или трапецевидную форму малой ширины.

Задир — отличается от царапины несколько большей шириной и зазубренными краями.

Происхождение этих дефектов имеет механический характер. Прочность газопровода с подобными дефектами определяется степенью концентрации напряжений в сечении дефекта. Линейно-протяженные дефекты дополнительно характеризуются углом между направлением дефекта и образующей трубопровода. Чем этот угол меньше, тем опаснее дефект. Указанная классификация является качественной, а количественные оценки и расчеты опасности дефектов представлены в специально разработанных методиках по классам дефектов [19].

					Классификация дефектов магистральных трубопроводов	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Дефекты сварного шва (дефекты непосредственно в сварном шве или в околошовной зоне: трещины, непровары, несплавления, поры, шлаковые включения, подрезы, превышения проплава и др.).

Комбинированные дефекты (различные комбинации из дефектов, приведенных выше).

Недопустимые конструктивные элементы (это элементы или соединительные детали, не соответствующие требованиям действующих нормативно-технических документов: тройники, плоские заглушки и днища, сварные секторные отводы, переходники, вварные и накладные заплаты всех видов и размеров) [20].

					<i>Классификация дефектов магистральных трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

5 Ремонт линейной части магистрального газопровода

Ремонт ЛЧМГ включает комплекс работ, направленных на поддержание или восстановление проектных характеристик газопроводов или их отдельных участков, конструкций и систем [22].

Решения о необходимости ремонта ЛЧМГ принимают на основании анализа и оценки технического состояния газопровода учитывающих:

- результаты осмотров и диагностических обследований;
- отказы за период эксплуатации участка газопровода;
- наличия участков газопроводов, эксплуатируемых с пониженным рабочим давлением.

Ремонтные работы выполняют:

- с выводом участка газопровода из работы (с отключением участка от действующего МГ);
- с понижением, при необходимости, давления до значений в соответствии с СТО Газпром 14 – 2005 и СТО Газпром 2-2.3-116 .

Ремонтные работы подразделяют на:

- плановые – ремонт газопроводов, включая комплексный капитальный ремонт трасс МГ, выполняемый в соответствии с Регламентом [2121], программами и план-графиками, утвержденными ОАО «Газпром»;
- внеплановые – ремонт газопроводов по техническому состоянию в целях предотвращения отказов ЛЧ;
- аварийно-восстановительные – устранение последствий аварий, инцидентов.

Вывод участков газопроводов в ремонт осуществляет Филиал ЭО в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-231 при наличии

					«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Скруzman Г.В.			Ремонт линейной части магистрального газопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					50	123
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

проектной документации, прошедшей соответствующую экспертизу, договора (при выполнении работ Специализированными организациями) и/или плана производства работ (технологических карт), организованного строительного контроля при ведении ремонтных работ, полной комплектации или графика поставки материально-технических ресурсов [22].

5.1 Капитальный ремонт линейной части магистральных газопроводов

Капитальный ремонт линейной части магистральных газопроводов – это комплекс организационно-технических мероприятий, который состоит из работ, не меняющих главные проектные показатели газопровода (производительность, проектное рабочее давление и вид транспортируемого продукта), связанные с восстановлением отдельных узлов, частей, деталей, инженерно-технического оборудования конструкций, или заменой их вследствие физического износа или разрушения на более экономичные и долговечные, которые улучшают их эксплуатационные показатели, а также восстановлением технических, проектных и эксплуатационных характеристик объектов транспорта газа [24].

К капитальному ремонту ЛЧМГ относят:

- замену труб или участков газопровода, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- замену участков газопроводов в связи с изменением их категоричности;
- замену защитного покрытия труб в трассовых или заводских (базовых) условиях;
- устранение дефектов и ремонт труб и сварных соединений, в том числе по результатам диагностирования (ВТД, электрометрические обследования и др.);

					Ремонт линейной части магистрального газопровода	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- прокладку газопровода параллельно участку, подлежащему ремонту с включением его в работу и демонтажем дефектного участка без изменения трассы;
- замену линейных крановых узлов, в том числе с переносом их из зон повышенной опасности, замену соединительных деталей;
- ремонт переходов через искусственные и естественные препятствия, в т.ч. восстановление, удлинение или установку защитных футляров газопроводов на переходах через автомобильные, железные дороги и др.;
- устройство подъездных и вдольтрассовых проездов для производства ремонтных работ;
- разработку карьеров и заготовку минерального грунта для производства ремонтных работ на газопроводах;
- восстановление проектного положения газопровода или его технических характеристик;
- восстановление и устройство балластировки газопроводов;
- приведение к проектному значению напряженно-деформированного состояния газопроводов, проходящих в сложных рельефных, геологических и гидрологических условиях (обводненные и заболоченные участки, участки с проявлением карстовых и оползневых явлений, участки на многолетнемерзлых грунтах и др.);
- восстановление объектов обустройства ЛЧМГ (тоннельные переходы, водопропуски, переезды, пересечения с коммуникациями, знаки, ограждения, мелиоративные работы и т.д.);
- комплекс работ по ликвидации древесно-кустарниковой растительности, включая ее рубку, утилизацию порубочных остатков и химическую обработку;
- замену или установку временных узлов и камер запуска и приёма ВТУ;

					Ремонт линейной части магистрального газопровода	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- замену неравнопроходных участков газопровода на равнопроходные, неравнопроходной линейной трубопроводной арматуры на равнопроходную;
- замену участков газопроводов с изменением радиуса кривизны;
- замену дефектных участков газопровода, ТПА и СДТ, выполнение подключения газопроводов-отводов, перемычек, байпасных линий, в том числе с применением технологии врезки под давлением;
- комплекс работ, обеспечивающий перекачку газа из газопровода в газопровод при подготовке к ремонтным работам;
- замену подводного перехода газопровода методом ННБ;
- работы по приведению ЛЧМГ в соответствие с НД [22].

5.2 Технология капитального ремонта газопроводов

Капитальный ремонт ЛЧМГ производится следующими методами:

I метод - ремонт газопровода методом сплошной переизоляции. Может осуществляться в траншее (Рисунок 5.1) или с подъемом на берму траншеи (Рисунок 5.2);

II метод - замена участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого (Производится, как правило, с предварительной параллельной прокладкой нового участка);

III метод - выборочный ремонт локальных участков газопровода по данным диагностики [24].

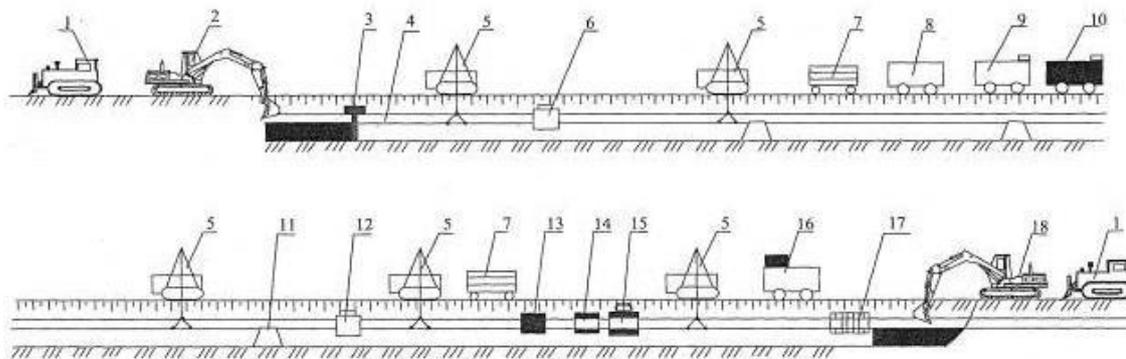


Рисунок 5.1 - Принципиальная технологическая схема капитального ремонта газопровода в траншее

					Ремонт линейной части магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

1 - бульдозер; 2 - вскрышной экскаватор; 3 - подкапывающая машина; 4 - трубопровод; 5 - трубоукладчик; 6 - машина предварительной очистки; 7 - электростанция; 8 - пост отбраковки труб; 9 - сварочный пост; 10 - лаборатория контроля качества сварных соединений; 11 - инвентарные опоры; 12 - машина окончательной очистки; 13 - оборудование подогрева трубопровода; 14 - грунтовочная машина; 15 - изоляционная машина; 16 - лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 17 - машина для подсыпки и подбивки грунта под трубопровод; 18 - экскаватор засыпки.

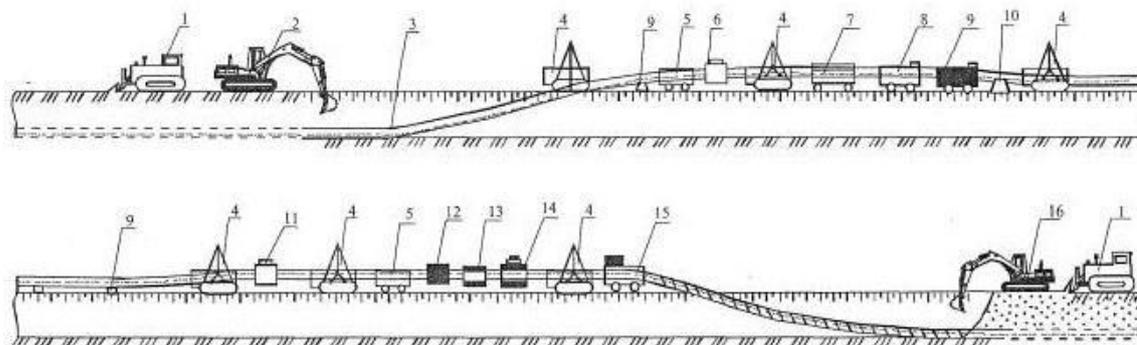


Рисунок 5.2 Принципиальная технологическая схема капитального ремонта газопровода на берме траншеи

1 - бульдозер; 2 - вскрышной экскаватор; 3 - трубопровод; 4 - трубоукладчик; 5 - электростанция; 6 - машина предварительной очистки; 7 - пост отбраковки труб; 8 - сварочный пост; 9 - лаборатория контроля качества сварных соединений; 10 - инвентарные опоры; 11 - машина окончательной очистки; 12 - оборудование подогрева трубопровода; 13 - грунтовочная машина; 14 - изоляционная машина; 15 - лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 16 - экскаватор засыпки.

Ремонт газопровода по I методу осуществляется в следующей технологической последовательности [24]:

- уточнение оси газопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка трассы в зоне действия ремонтно-строительного потока;

- вскрытие газопровода;
- удаление старой изоляции с поверхности участка газопровода;
- отбраковка труб - определение мест расположения, типа и параметров дефектов труб и сварных соединений и при необходимости их ремонт или замена;
- подготовка поверхности участка газопровода перед нанесением нового изоляционного покрытия;
- нанесение грунтовки;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- укладка газопровода на дно траншеи, балластировка газопровода (при необходимости);
- засыпка отремонтированного газопровода;
- восстановление средств ЭХЗ (КИП, анодные заземления и т.д.) и знаков закрепления трассы;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Технология производства работ по II методу аналогична технологии строительства нового газопровода.

Работы при параллельной прокладке участка осуществляются в два этапа:

- на первом этапе прокладывается новый участок газопровода параллельно действующему;
- на втором этапе новый участок подключается к действующему газопроводу.

При этом возможны два варианта подключения:

					Ремонт линейной части магистрального газопровода	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- при невозможности остановки работы участка действующего газопровода подключение осуществляется с использованием технологии врезки под давлением в действующий газопровод в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-116-2007;
- отключается действующий участок газопровода, и после освобождения газа новый участок подключается к действующей системе.

Заменяемый участок газопровода подлежит демонтажу, включая очистку, отбраковку, разрезку и складирование в соответствии [24].

Ремонт газопровода по III методу выполняется в соответствии с ВСН 39-1.10-006-2000 [25].

При ремонте газопроводов, временное отключение которых невозможно, используется технология врезки под давлением в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-116-2007 [26]. При использовании этой технологии возможен вариант временной прокладки параллельного участка газопровода, в том числе меньшего диаметра, проведение необходимого объема ремонтных работ на отключенном участке действующего газопровода с последующим демонтажем параллельного участка.

Для соблюдения технологической последовательности и обеспечения высокого качества ремонта газопроводов при производстве работ используется специализированное технологическое оборудование, допущенное к применению в ОАО «Газпром» в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-046 [27].

5.3 Выборочный капитальный ремонт газопроводов

Под выборочным ремонтом следует понимать такой способ ремонта, при котором на участке магистрального газопровода, ограниченном двумя последовательно расположенными линейными кранами, выполняются

					<i>Ремонт линейной части магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
						56
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

локальные ремонтно-восстановительные работы на местах выявленных дефектов [25].

Недостатком выборочного ремонта магистрального газопровода является то, что, устраняя опасные дефекты, на определенный срок мы оставляем менее опасные, которые, в конечном счете, необходимо ликвидировать в связи с их продолжающимся ростом. При этом повторно возникают затраты на восстановление вдольтрассовых проездов и монтажных площадок.

Выборочный ремонт магистральных газопроводов подразделяется на следующие виды:

- выполняемый под давлением газа;
- выполняемый на отключенном и освобожденном от газа участке.

Выборочный ремонт под давлением газа применяется при замене изоляционного покрытия газопровода на локальном участке и ликвидации повреждений металла труб, не требующей остановки перекачки. При этом величина снижения рабочего давления для производства ремонтно-восстановительных работ на действующем газопроводе принимается газотранспортным предприятием по согласованию с ЦПДУ ОАО «Газпром».

Технико-экономические расчеты на выполнение ремонтно-восстановительных работ должны входить в состав проекта на выборочный ремонт участка газопровода и согласовываться с Упртрансгазом ОАО «Газпром» и НТЦ «Ремонтгазопроводов» ВНИИГАЗа.

Выборочный ремонт производится на основе предремонтной диагностики технического состояния участка газопровода, выполняемой путем:

- пропуска внутритрубных снарядов-дефектоскопов;
- бесконтактного магнитометрического метода контроля;
- проведения электрометрических измерений;

					<i>Ремонт линейной части магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- обследования труб в шурфах [25].

Необходимость ремонта повреждений металла трубы определяется согласно «Рекомендациям по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов». Необходимость ремонта арок выпучивания определяется согласно «Инструкции по оценке прочности и контролю участков газопроводов в слабонесущих грунтах».

Испытание отремонтированных участков газопроводов, контроль качества ремонтно-восстановительных работ, а также техника безопасности и охрана окружающей среды выполняются в соответствии с требованиями «Правил производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов» СТО Газпром 2-2.3-231-2008 [24].

5.4 Организация проведения работ по выборочному ремонту

Вопросы организации выборочного ремонта, проводимого с отключением газопровода и освобождением его от газа, прорабатываются при проектировании с составлением графика производства работ.

Выборочный ремонт в районах умеренной климатической зоны планируется, как правило, на летний период. Только в местах труднопроходимых болот ремонт с выполнением земляных работ планируют на зимний период, когда глубина промерзания болотного грунта достигает величины 0,2 м и более.

Порядок выполнения работ на местах ремонта определяют расчетом технико-экономических показателей. При этом местом ремонта считается локальный участок газопровода, непосредственно на котором выполняются ремонтно-восстановительные работы.

На отключенном от газа и ремонтируемом участке газопровода, в зависимости от количества и расположения выявленных дефектов, может быть несколько мест ремонта.

					<i>Ремонт линейной части магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
						58
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Несколько близко расположенных дефектов объединяются одним местом ремонта и ремонтируются с разработкой одной непрерывной траншеи [25].

При наличии одного места ремонта на участке газопровода последовательность работ и сроки их проведения определяются из условий максимального использования поточного метода производства.

При наличии на участке газопровода нескольких мест ремонта наиболее рациональная последовательность производства работ определяется с учетом технического оснащения ремонтных подразделений. Для организации работ используют последовательный, параллельный или комбинированный порядок ремонта.

Последовательный порядок выборочного ремонта подразумевает введение ремонтно-восстановительных работ на всех местах ремонта одной бригадой. Последовательный порядок применяют в том случае, когда имеющиеся в наличии технические средства для ремонта ограничены и нет возможности для формирования нескольких ремонтных бригад. Параллельный порядок ремонта отличается тем, что количество ремонтных бригад соответствует количеству мест ремонта на участке газопровода. Работы начинаются после освобождения участка газопровода от газа одновременно всеми бригадами на всех местах ремонта. Состав и оснащение ремонтных бригад зависят от объемов работ и определяются конкретно для каждого ремонтного места.

Если на участке газопровода количество ремонтных мест превышает число возможно сформированных ремонтных бригад, то используется комбинированный порядок выборочного ремонта. В этом случае бригады работают одновременно на разных местах ремонта, и по мере завершения работ переходят на следующие [25].

					<i>Ремонт линейной части магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5.5 Комплексный капитальный ремонт

Комплексный капитальный ремонт трасс МГ проводят специализированные организации или Филиал ЭО с целью поддержания трассы МГ в работоспособном состоянии. План выполнения комплексного капитального ремонта трасс МГ составляет Филиал ЭО.

ЭО включает план в проект программы капитального ремонта и представляет на утверждение в ОАО «Газпром». Уменьшение физических объемов работ, предусмотренных программами, допускают по согласованию с ОАО «Газпром» [22].

К комплексному капитальному ремонту трасс МГ относят виды работ:

- выборочная замена дефектных труб или части трубы на отдельных участках газопровода;
- ремонт труб шлифовкой, сваркой, установка упрочняющих конструкций;
- выборочный ремонт защитного покрытия газопровода;
- восстановление проектного положения участка газопровода;
- устранение утечек газа и свищей;
- ремонт защитных футляров;
- восстановление подъездных дорог к узлам и элементам ЛЧМГ (подъездов к площадкам крановых узлов, аварийного запаса и пр.) и вдольтрассовых проездов;
- выполнение работ по предотвращению образований оврагов, размывов, карстовых явлений и просадок грунта, восстановление дамб;
- свод древесно-кустарниковой растительности;
- ремонт водопропускных сооружений и берегоукрепительных устройств;

					Ремонт линейной части магистрального газопровода	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- ремонт стеллажей и пополнение аварийного запаса материально-технического ресурса, восстановление защитного покрытия, обновление надписей и обозначений;
- ремонт вертолетных площадок, площадок (стоянок) аварийной техники, территорий и зданий;
- установка знаков безопасности и знаков закрепления трасс МГ;
- ремонт фундаментов, опор креплений, ограждений и других конструктивных узлов и элементов ЛЧМГ;
- закрепление подвижных грунтов;
- ремонт крановых площадок, площадок пуска и приема ВТУ, ТПА, метанольниц, амбаров и т.п. [22].

Ремонт защитных покрытий осуществляют согласно требованиям ОАО «Газпром». При выводе участка газопровода в ремонт, выполняют специальные мероприятия, предусмотренные проектом, по компенсации возможных смещений участка газопровода, остающегося в эксплуатации (использование заземленного в грунте заглушенного участка газопровода, подземных компенсаторов-упоров или иных технических решений). При выводе участков газопроводов в ремонт и подключение в работу Филиал ЭО совместно с производителем работ обеспечивают безопасность производства работ, выполняют мероприятия по охране труда, промышленной и пожарной безопасности. Подключение вновь построенного или отремонтированного участка газопровода осуществляет ЭО с разрешения и в соответствии с требованиями НД ОАО «Газпром».

При подключении отремонтированного участка газопровода и вывода на проектный режим эксплуатации, выполняют мероприятия, предусмотренные проектом, по компенсации возможных смещений газопровода. Отбраковку труб с выявленными дефектами и принятие решения о возможности их дальнейшей эксплуатации или о необходимости ремонта проводят в соответствии с требованиями Инструкции [23]. Ремонт ЛЧМГ выполняют Специализированные

					<i>Ремонт линейной части магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
						61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

организации или Филиалы ЭО. Разрешение на проведение ремонтных работ выдаёт ЭО.

Сварку гарантийных стыков, заварку технологических отверстий, приварку силовых заглушек, испытания газопроводов газом выполняют ЭО [22].

					<i>Ремонт линейной части магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

6 Ремонтно-восстановительные работы в условиях заболоченной местности

Болото (торфяник) – избыточно увлажненный участок земной поверхности, покрытый слоем торфа мощностью 0,5 м и более, при мощности менее 0,5 м – заболоченные земли [28].

Ремонтно-восстановительные работы на болотах и обводненных участках целесообразно производить преимущественно в зимнее время, когда верхний торфяной покров промерзнет (используются специальные мероприятия по ускорению промерзания грунта) на такую глубину, при которой нормально работают механизированные колонны, и в этом случае технология строительства будет такой же, как и в нормальных условиях. В остальные времена года в технологию будут вноситься существенные изменения в зависимости от типа болота, его параметров и параметров укладываемых труб. Болота по характеру передвижения по ним строительной техники делятся на следующие типы [29]:

- I – болота, целиком заполненные торфом, на которых допускаются работа и неоднократное передвижение болотной техники с удельным давлением 0,02 – 0,03 МПа (0,2 – 0,3 кгс/см²) или работа обычной техники с помощью щитов, сланей и дорог, снижающих удельное давление на поверхность залежи до 0,02 МПа (0,2 кгс/см²);
- II – болота, целиком заполненные торфом, на них допускаются работа и передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам, снижающим удельное давление на поверхность залежи до 0,01 МПа (0,1 кгс/см²);
- III – болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой. Здесь допускается работа только специальной техники на пантонах.

					«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Скруzman Г.В.			Ремонтно-восстановительные работы в условиях заболоченной местности	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					63	123
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б5Д		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						



Рисунок 6.1 – Снегоболотоход ДТ – 30 с экскаватором

На трассах магистральных газопроводов встречаются участки болот всех типов, поэтому при выборе транспортных средств ориентируются на использование спецтехники наибольшей проходимости. Поверхностный слой болот разрушается после неоднократного прохождения техники, и несущая способность болота понижается в значительной мере, что требует прокладки временных дорог. Другой особенностью ремонта на болотах является то обстоятельство, что большая водонасыщенность и малая плотность болотистых масс не позволяют устраивать ремонтные котлованы обычными способами из-за обрушения стенок, а сам котлован зачастую заполняется поверхностными или грунтовыми водами.

Таким образом, специфика ремонта газопроводов на болотах связана со следующими характерными особенностями:

- ухудшением несущей способности поверхности болот при неоднократном передвижении техники;
- обводненностью ремонтного котлована грунтовыми и поверхностными водами;
- сложностью создания ремонтного котлована;
- большой продолжительностью подготовительного периода ремонтно-восстановительных работ;

					<i>Ремонтно-восстановительные работы в условиях заболоченной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

- затруднением доступа к месту повреждения;
- ограничением возможности маневрирования спецтехники в районе ремонтных работ из-за залесенности болотистых участков газопроводов;
- необходимостью использования в большом количестве стройматериалов для настилов на поверхности болота;
- большой трудоемкостью доставки ремонтной спецтехники в район РВР.

Анализ работ по ремонту трубопроводов на болотах показывает, что основная часть работ по трудоемкости приходится на выполнение подготовительных операций, обеспечение подъезда к месту ремонтно-восстановительных работ и доступа к поврежденному участку газопровода.

Для этих целей разработан ряд технических средств для ремонта трубопроводов, проложенных на болотах. Комплекс включает технические средства, обеспечивающие сооружение подъездных путей; создание ремонтного котлована вокруг поврежденного участка и ремонтных площадок; выполнение вскрышных земляных работ; безогневую резку труб. Применение комплекса технических средств позволяет повысить производительность труда и сократить сроки ремонтных работ.

Как показывают статистические данные, продолжительность ремонтно-восстановительных работ на магистральных трубопроводах, проложенных в сложных условиях трассы, в частности, в болотистых и переувлажненных грунтах, в среднем в 2–3 раза больше, а экономический ущерб в 3–4 раза выше, чем на трубопроводах того же диаметра, проложенных в устойчивых грунтах.

Это объясняется тем, что аварии на магистральных трубопроводах, проложенных в болотистых и переувлажненных грунтах, осложняются рядом специфических факторов, в том числе сложностью вскрытия

					<i>Ремонтно-восстановительные работы в условиях заболоченной местности</i>	<i>Лист</i>
						65
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

поврежденного участка и последующим устройством ремонтного котлована. Для вскрытия таких участков требуются специальные технологии и технические средства.

Большинство болот, имеют мощность торфяного горизонта от 0,5 до 3,5 м, по которым проходят газопроводы. В этих условиях проведение ремонтно-восстановительных работ с созданием ремонтного котлована по обычной технологии в весенне-летний период, а иногда круглый год, не представляется возможным. Значительная водонасыщенность торфов, наличие поверхностных вод приводят к обрушению стенок ремонтного котлована и заполнению его болотной массой, трудно поддающейся откачке насосами. Поэтому специфической особенностью разработки котлованов в заболоченных и переувлажненных грунтах является необходимость укрепления их стенок. Укрепление стенок ремонтного котлована и создание герметичности наиболее трудоемкие и длительные операции.

6.1 Укрепление стенок ремонтного котлована

Для укрепления стенок котлованов иногда используют деревянные сваи. После уточнения места производства ремонтных работ, производят разметку границ ремонтного котлована и разработку его одноковшовым экскаватором. Затем по периметру ремонтного котлована в два ряда выполняют забивку свай. Сваи забивают вплотную друг к другу, а расстояние между рядами составляет 15–20 см. После забивки между рядами свай подсыпают глину и утрамбовывают ручными трамбовками. Данный способ имеет низкую производительность из-за применения в большом объеме ручного труда.

6.2 Устройство для погружения шпунтов УП-1

					<i>Ремонтно-восстановительные работы в условиях заболоченной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

Иногда стенки котлована крепят деревянными шпунтами, которые с одной стороны имеют паз, а с другой соответствующий ему выступ. При забивке шпунтов в ряд по периметру котлована выступ одного шпунта входит в паз другого, т.е. создается сплошная плотная стенка. Для забивки деревянных шпунтов в качестве ударного механизма используется устройство УП-1 (рисунок 6.2), где погружение шпунтов осуществляется с помощью гидроцилиндров. В этом случае, встречая на своем пути древесные ветки, шпунт их срезает. Для того чтобы не происходило отклонение стенки от вертикали, шпунты перед погружением собирают на поверхности в стенку по всем сторонам будущего котлована (рисунок 6.3).

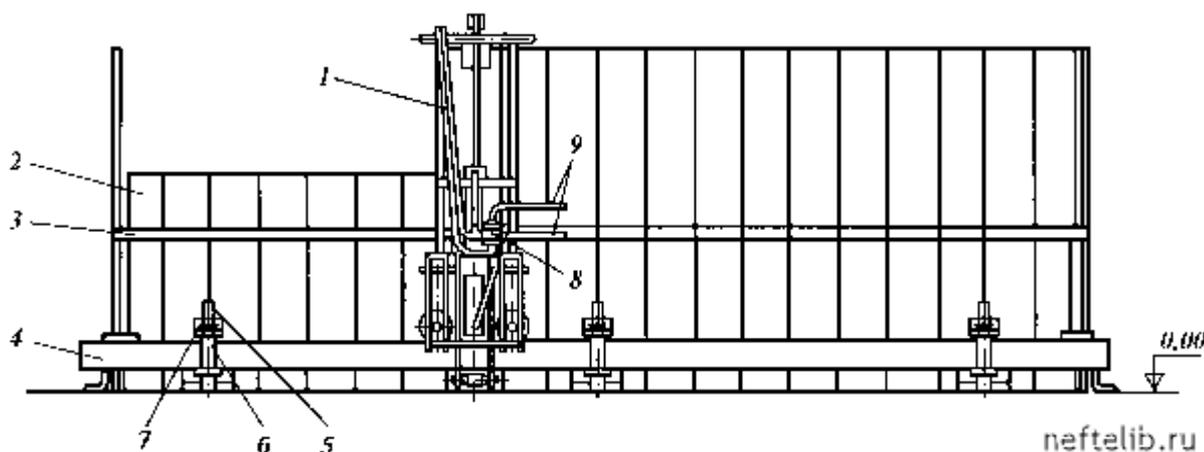


Рисунок 6.2 - Устройство для погружения шпунтов УП-1:

1 – механизм погружения; 2– шпунт; 3 – балка верхняя; 4 – рама; 5 – анкер; 6 – кронштейн; 7 – хомут; 8 – гидрораспределитель; 9 – рукав высокого давления.

					Ремонтно-восстановительные работы в условиях заболоченной местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

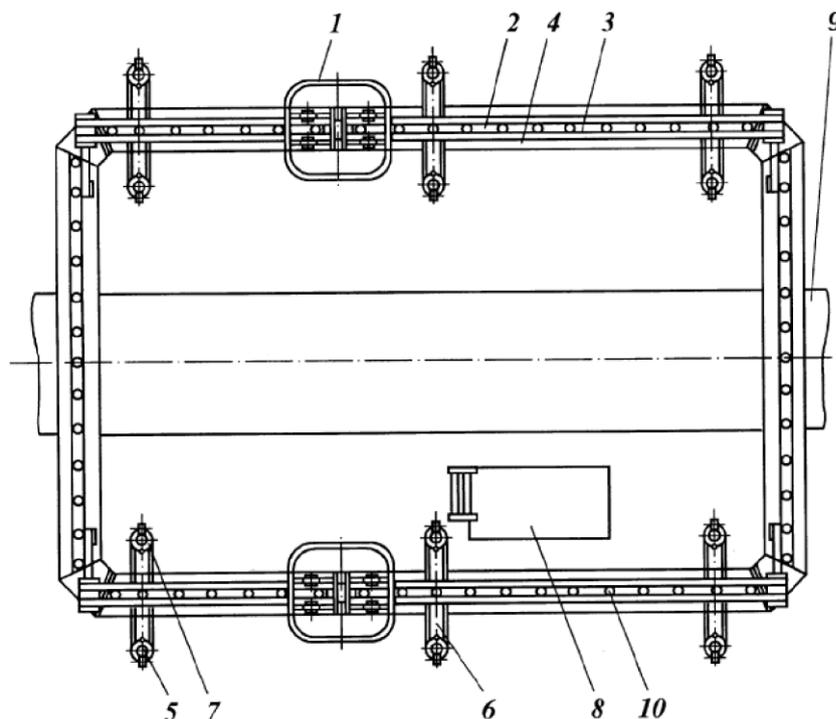


Рисунок 6.3 – Устройство для погружения шпунтов УП-1 (вид в плане):

- 1 – механизм погружения; 2 – шпунт; 3 – балка верхняя; 4 – рама; 5 – анкер; 6 – кронштейн; 7 – хомут; 8 – площадка; 9 – трубопровод; 10 – замковое соединение.

С помощью механизма погружения 1, происходит вдавливание шпунтов, который последовательно вдавливает каждый шпунт на глубину хода поршня гидроциклона (800–900 мм), обкатываясь по периметру котлована всей рамы. Шпунты, находясь в замковом соединении друг с другом, имеют строго вертикальное направление и сохраняют его до проектной отметки. Замки обеспечивают герметичность ограждения. Устройство для погружения шпунтов УП-1 позволяет укреплять стенки ремонтного котлована глубиной до 3 м на болотах I типа [30].

В сильно переувлажненных грунтах и на болотах III типа создание ремонтного котлована с помощью шпунтовых ограждений невозможно. Для этих целей используются различные конструкции так называемых сухих доков, кессонов и герметичных камер.

6.3 Ремонтная герметичная камера (РГК)

В институте ИПТЭР разработана ремонтная герметичная камера РГК, которая предназначена для создания котлована на трубопроводах диаметрами 530, 720, 820, 1020 и 1220 мм, проложенных на болотах всех типов. Камера РГК (рисунок 6.4) представляет собой установку с гидравлическим приводом, которая монтируется с помощью крана образует ремонтный котлован на поврежденном участке нефтепровода. Корпус камеры состоит из двух шарнирно соединенных челюстей, которые смыкаются с помощью гидроцилиндров, обхватывая трубопровод торцевыми частями и образуя герметичную полость, открытую сверху. При необходимости борта камеры наращиваются одной или двумя вставками. Камера снабжена анкерными стойками, которые завинчиваются в грунт и придают ей устойчивость относительно трубопровода, а также противодействуют выталкивающей силе, создаваемой находящейся снаружи камеры жидкостью.

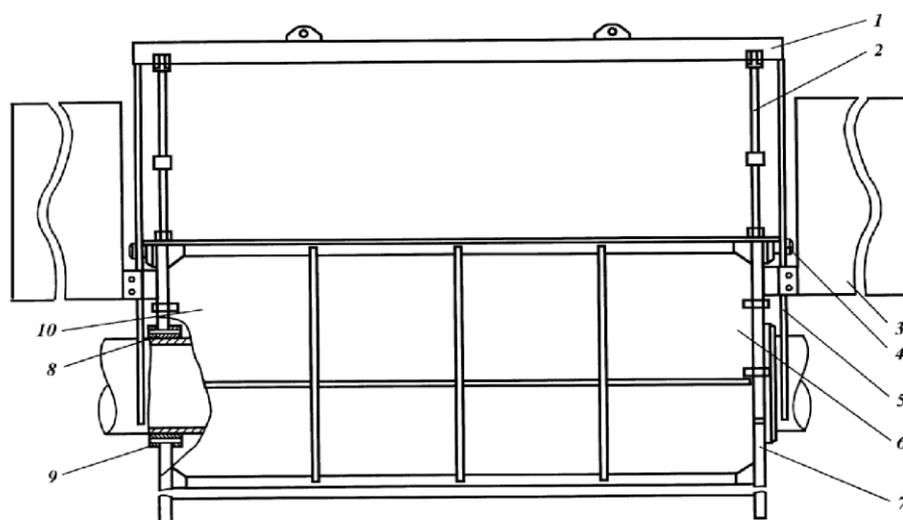


Рисунок 6.4 (а) – Ремонтная герметичная камера – вид сбоку:

1 – подвеска; 2 – гидроцилиндр; 3 – груз; 4 – шарнир; 5 – направляющая штанга; 6 – челюсть левая; 7 – стойка анкерная; 8 – маслобензостойкая штанга; 9 – узел герметизации; 10 – челюсть правая.

					<i>Ремонтно-восстановительные работы в условиях заболоченной местности</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

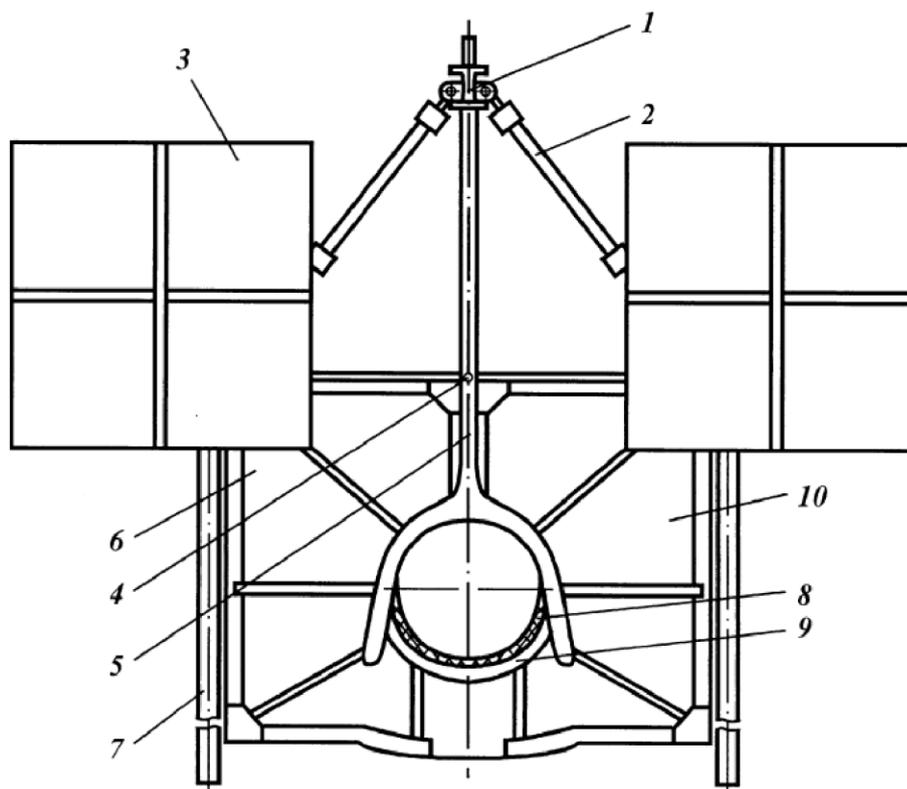


Рисунок 6.4 (б) – Ремонтная герметичная камера – вид спереди.

Позиции см. на Рисунке 6.4 (а)

Через коллекторы с приямками достигается полная откачка торфяно-водяной смеси из внутренней полости камеры [30].

К месту ремонтно-восстановительных работ на болоте камеру доставляют на непотопляемых санях, которыми оборудована камера.

Общее время подготовки камеры из транспортного положения рабочей бригадой из 5 человек составляет 2 ч, демонтажа – также 2 ч. Испытания показали, что камера РГК позволяет создавать ремонтный котлован на болотах, обводненных участках трассы при глубине заложения трубопровода до 2,2 м. Внутри камеры можно проводить работы по ликвидации мелких дефектов трубы; операции, связанные с заменой дефектного участка, включающие вырезку этого участка трубрезными машинками (или другими известными способами), подгонку, центровку и сварку новой "катушки".

6.4 Устройство для ремонта трубопровода проложенного на болоте

Разработано также устройство, которое позволяет проводить ремонтные работы на заболоченных и обводненных участках магистральных нефтепроводов.

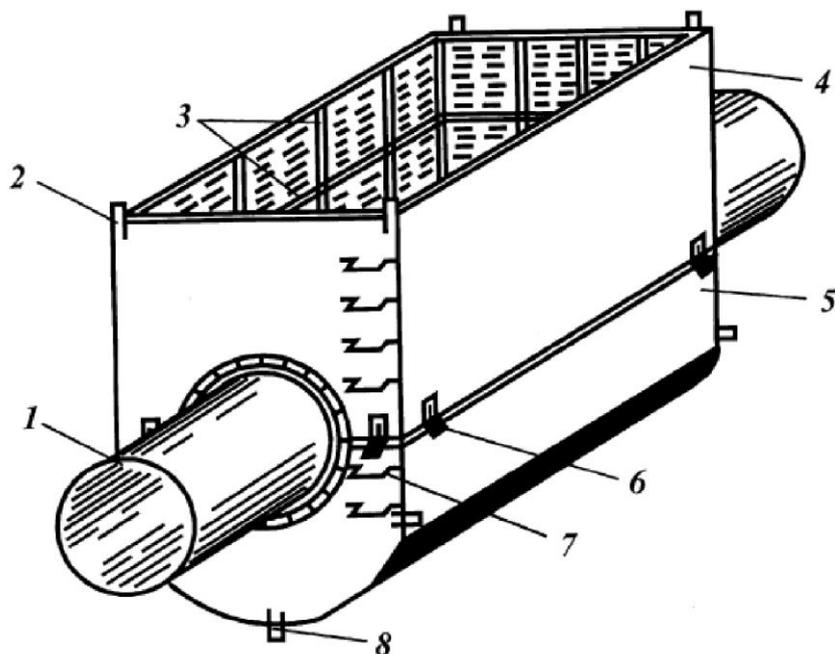


Рисунок 6.5 – Устройство для ремонта трубопровода проложенного на болоте: 1 – трубка; 2, 8 – проушины; 3 – ребро жесткости; 4 – верхняя часть устройства; 5 – нижняя часть устройства; 6 – направляющая; 7 – скоба.

Устройство (Рисунок 6.5) состоит из двух частей, сваренных из листовой стали толщиной 1,5–2 мм. Верхняя часть 4 выполнена в виде прямоугольника, нижняя 5 имеет закругленную форму. На внутреннюю поверхность устройства наварены ребра жесткости 3 из полосовой стали. Нижняя часть несколько меньше верхней, так как по месту разъема должна входить в верхнюю. Для удобства эксплуатации на внешнюю часть приварены скобы 7 и направляющие 6.

Нижнюю часть заводят под поврежденный участок трубы 1 с помощью водолазов и затем с помощью троса с винтовым зажимом закрепляют на трубе. Верхнюю часть с помощью направляющих соединяют с нижней и закрепляют болтами. Торцевой разъем также скрепляют болтами. После этого устройство оказывается прикрепленным к трубе, и винтовой зажим снимают.

Из собранного устройства откачивают воду, а в нижнюю часть укладывают деревянный настил.

					<i>Ремонтно-восстановительные работы в условиях заболоченной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72

7 Расчетная часть

Расчет толщины стенки газопровода ведется по методике отраженной в разделе 8. СНиП 2.05.06-85*.

Исходные данные для расчета толщины стенки газопровода:

- диаметр 426 мм;
- $p = 8.0$ МПа – проектное рабочее давление;
- $R_1^H = 510$ МПа – нормативное сопротивление растяжению металла трубы;
- $R_2^H = 380$ МПа – нормативное сопротивление сжатию металла трубы;
- Категория II - категория участка трубопровода;
- $m = 0,825$ - коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 1 [10];
- $k_1 = 1.40$ - коэффициенты надежности по материалу, принимаемый по таблице 1 [10];
- $k_2 = 1.10$ - коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 10 [10];
- $k_H = 1,100$ - коэффициент надежности по ответственности трубопровода, принимаемый по таблице 12 [10];
- $\Delta t = 77^\circ\text{C}$ - расчетный температурный перепад;
- $\rho_H = 750$ м - принятый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

Расчетное сопротивление растяжению металла трубы определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} = \frac{510 * 0,825}{1,4 * 1,1} = 273,2 \text{ МПа} \quad (1)$$

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Скруzman Г.В.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					73	123
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Расчетное сопротивление растяжению металла трубы определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} = \frac{380 \cdot 0,825}{1,1 \cdot 1,1} = 259,1 \text{ МПа} \quad (2)$$

7.1 Расчет толщины стенки газопровода

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 8,0 \cdot 426}{2(273,2 + 1,1 \cdot 8,0)} = 6,64 \text{ мм} \quad (3)$$

где n , коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 14 [5]; P - рабочее давление в трубопроводе (Мпа); D_H , - наружный диаметр трубы мм; R_1 - расчетное сопротивление растяжению.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения = 8,0 мм [$\delta 31$], предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями. При расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений ($\sigma_{прN}$ толщину стенки следует определять из условия: < 0)

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} \quad (4)$$

где ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{прN}|}{R_1}; \quad (5)$$

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

где σ_{npN} - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{BH}}{\delta_H}; \quad (6)$$

Основные физические характеристики стали для труб следует принимать по таблице 13, СП 36.13330.2012.

где $\alpha=1,2 \cdot 10^{-5}$ град - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E=2,06 \cdot 10^5$ МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu=0,26-0,33$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), при расчётах можно принять 0,3;

D_H , мм - диаметр трубы;

Δt - расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 273,2}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 33^\circ C \quad (7)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 273,2}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 77^\circ C \quad (8)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\begin{aligned} \sigma_{npN} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{BH}}{\delta_H} = \\ &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 77 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 8 \cdot 410}{8} = -55,044 \end{aligned}$$

Если $\sigma_{npN} = (-)$ Мпа – отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения. Тогда рассчитывают коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб ψ_1 .

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \quad (9)$$

					Расчетная часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-55,044|}{273,2}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-55,044|}{273,2} = 0,884$$

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 8,0 \cdot 426}{2(273,2 \cdot 0,884 + 1,1 \cdot 8,0)} = 7,48 \text{ мм} \quad (10)$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями. Принимаем значение толщины стенки = 8,0 мм.

7.2 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Проверку на прочность следует производить из условия [1]:

$$|\sigma_{прN}| \leq \psi_2 \cdot R_1 ; \quad (11)$$

где $\sigma_{прN}$ - продольное осевое напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{\delta_H} = -55,044$$

ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{прN} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{прN} < 0$) определяемый по формуле:

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

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{1,1 \cdot 8 \cdot 410}{2 \cdot 8} = 225,5 \text{ МПа};$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{225,5}{273,2}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{225,5}{273,2} = 0,287$$

$$\text{Вычисляем комплекс: } \psi_2 \cdot R_1 = 0,287 \cdot 273,2 = 78,41$$

$$|-55,044| \leq 78,41$$

Условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.

7.3 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

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

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H ; \quad (13)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H ; \quad (14)$$

где $\sigma_{пр}^H$ - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр}^H > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр}^H < 0$) определяемый по формуле [1]:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H}; \quad (15)$$

где, R_2^H - нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести $\sigma_{т.к} = R_2^H$, МПа;

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

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{8 \cdot 410}{2 \cdot 8} = 205 \text{ МПа}$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{205}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 380} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{205}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 380} = 0,504$$

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

$$\sigma_{пр}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot \rho}; \quad (16)$$

									Лист
									78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчетная часть				

где ρ, m - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho_{\text{и}}} \\ &= 0,3 \cdot 205 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 77 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 426}{2 \cdot 750000} \\ &= -70,34 \text{ МПа}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho_{\text{и}}} \\ &= 0,3 \cdot 205 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 77 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 426}{2 \cdot 750000} \\ &= -187,388 \text{ МПа}\end{aligned}$$

Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$, МПа.

Вычисляем комплекс $\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{H}}$, МПа;

$$\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{H}} = 0,504 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 380 = 159,6 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{H}}$$

$187,388 \leq 159,6$ условие не выполняется

Вычисляем комплекс $\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{H}}$, МПа;

$$\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{H}} = \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 380 = 316,7 \text{ МПа}$$

$205 \leq 316,7$

Т.к условия не выполняются, то для выполнения условий увеличиваем толщину стенки трубы ближайшую по сортаменту.

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Путем промежуточных вычислений, принимаем толщину стенки при которой условия выполняются. $\delta_H = 12$ мм,

$$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{8 \cdot 402}{2 \cdot 12} = 134 \text{ МПа}$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{134}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 380} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{134}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 380} = 0,719$$

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр}}^H &= \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho_H} \\ &= 0,3 \cdot 134 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 77 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 426}{2 \cdot 750000} \\ &= -91,64 \text{ МПа} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр}}^H &= \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho_H} \\ &= 0,3 \cdot 205 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 77 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 426}{2 \cdot 750000} \\ &= -208,648 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Вычисляем комплекс:

$$\psi_3 * \frac{m}{0,9 * k_H} * R_2^H = 0,719 * \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} * 380 = 227,71 \text{ МПа}$$

$$208,658 \leq 227,71$$

Вычисляем комплекс:

$$\frac{m}{0,9 * k_H} * R_2^H = \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} * 380 = 316,7 \text{ МПа}$$

$$134 \leq 316,7$$

Условие проверки на недопустимые пластические деформации выполняется.

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принимается труба 426x12 мм (сталь 13ХФА) с радиусом круглого изгиба трубопровода 750 м.

7.4 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия [1]:

$$S \leq m \cdot N_{кр} ; \quad (17)$$

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

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

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

$$(18) S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F$$

где $\Delta T = t_э - t_{зам} \text{ } ^\circ\text{C}$;

$$\Delta T = 20 - (-30) = 50^\circ\text{C}$$

F - площадь поперечного сечения трубы:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{ВН}^2) \text{ м}^2$$

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

$$F = \frac{3,14}{4} \cdot (0,426^2 - 0,402^2) = 0,016 \text{ м}^2$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 225,5 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 50] \cdot 0,016 = 2,6992 \text{ МН.}$$

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

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} \text{ Н или МН;} \quad (19)$$

$$N_{кр} = 4,09 \cdot$$

$$\sqrt[11]{8235,876^2 \cdot 2172,677^4 \cdot 0,016^2 \cdot (2,06 \cdot 10^5)^5 \cdot 0,00033^3} = 4,747 \text{ МН}$$

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

J - осевой момент инерции металла трубы, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{вн}^4) \text{ м}^4; \quad (20)$$

$$J = \frac{3,14}{64} \cdot (0,426^4 - 0,402^4) = 0,00033 \text{ м}^4$$

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

$$q_{верт} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi \cdot D_H}{8} \right) + q_{тр} \quad (21)$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 7000 \cdot 0,426 \cdot \left(0,8 + \frac{0,426}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,426}{8} \right) + 154,948$$

$$= 2172,677 \text{ Н/м}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется по формуле:

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

$$P_0 = \pi \cdot D_H \cdot (C_{гр} \cdot P_{гр} \cdot tg\varphi_{гр}) \quad (22)$$

где $C_{гр}$, кПа - коэффициент сцепления грунта (таблица 4); $P_{гр}$ - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом; $\varphi_{гр}$ - угол внутреннего трения грунта (таблица 4).

$$P_0 = 3,14 \cdot 0,426 \cdot (4000 + 4625,744 \cdot tg25) = 8235,876 \text{ Н/м}$$

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_H} \quad (23)$$

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 7000 \cdot 0,426 \left[\left(0,8 + \frac{0,426}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{0,426}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{25}{2} \right) \right] + 154,948}{3,14 \cdot 0,426} = 4625,744 \text{ Н}$$

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

$\gamma_{гр}$, кН/м³ - удельный вес грунта (таблица 4);

h_0 , м - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта или глубина заложения трубопровода (0,8 м);

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

$$q_{тр} = q_m + q_{и} + q_{пр} \quad (24)$$

$$q_{тр} = 116,333 + 37,557 + 1,058 = 154,948 \text{ Н/м}$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{вн}^2) \quad (25)$$

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

γ_m - удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали

$\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$.

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

$$q_m = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,426^2 - 0,402^2) = 116,333 \text{ Н/м}$$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{ип} \cdot \delta_{и} \cdot \rho_{ип} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}) \quad (26)$$

Или

$$q_u = 0,1 \cdot q_m \quad (27)$$

где $K_{ип} = K_{об} = 2,30$ - коэффициент, учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции;

$\delta_{и}$, мм, $\rho_{ип}$, кг/м³ — соответственно толщина и плотность изоляции; $\delta_{об}$, мм, $\rho_{об}$, кг/м³ - соответственно толщина и плотность оберточных материалов.

$$q_u = 0,95 \cdot 3,14 \cdot 0,426 \cdot 9,81 \cdot (2,3 \cdot 0,00063 \cdot 1040 + 2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1031) = 37,557 \text{ Н/м}$$

$$q_u = 0,1 \cdot 116,333 = 11,633 \text{ Н/м}$$

Принимаем наибольшее $q_u = 37,557 \text{ Н/м}$

Нагрузка от веса газа, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{пр} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \text{ Н/м} \quad (28)$$

$$q_{пр} = 0,85 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,402^2}{4} = 1,058 \text{ Н/м}$$

Вычисляем комплекс: $m_0 \cdot N_{кр} = 0,825 \cdot 4,747 = 3,916 \text{ МН}$

Проверяем: $S \leq m_0 \cdot N_{кр}$

2,699 < 3,916 следовательно, общая устойчивость трубопровода в продольном направлении будет обеспечена

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Таблица 4 Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов

Средней полосы России

Грунт	φ_{zp} , градус	$f_{zp} = \text{tg } \varphi_{zp}$	c_{zp} , кПа	$\gamma_{гр}$, кН/м ³
Гравелистый песок	36-40	0,7-0,8	0-2	25,5
Песок средней крупности	33-38	0,65-0,75	1-3	23,0
Мелкий песок	30-36	0,6-0,7	2-5	21,2
Пылеватый песок	28-34	0,55-0,65	2-7	20,5
Супеси	21-25	0,35-0,45	4-12	19,7
Суглинки	17-22	0,3-0,4	6-20	19,0
Глины	15-18	0,25-0,35	12-40	16,8
Торф	16-30	0,3-0,5	0,5-4	7,0

8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды научно-исследовательского проекта, который помогает составить структурированное описание конкретной ситуации, и на основании этого описания можно сделать выводы. То есть это метод первичной оценки текущей ситуации, основанный на рассмотрении её с четырёх сторон: SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Таблица 5 – Матрица SWOT

Факторы SWOT	Сильные стороны проекта: 1. Наличие достаточного финансирования; 2. Квалифицированный персонал; 3. Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах); 4. Трубопровод пересекает безлюдные территории;	Слабые стороны проекта: 1. Практически на всей территории проведения ремонтно-восстановительных работ болотистая местность; 2. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении ремонтных работ.
Возможности: 1. Использование технологий вырезки/врезки катушки на других объектах нефтегазового промысла; 2. Появление спроса.	1. Разработка дополнительных мер по предупреждению аварий на трубопроводах; 2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющихся технологий.	1. Разработка научного исследования; 2. Повышение квалификации кадров у потребителя; 3. Приобретение необходимого оборудования опытного образца.
Угрозы: 1. Изменение законодательства; 2. Конкуренция технологий производства.	1. Изучение законодательной базы; 2. Изучение и разработка новых технологий.	1. Разработка научного исследования; 2. Повышение квалификации кадров у потребителя;

					<i>Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Скруzman Г.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					86	123
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б5Д		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

8.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Таблица 6 - Результаты анализа степени готовности научно-исследовательского проекта

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у студента
1	Определен имеющийся на научно-технический задел	4	4
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	4
3	Определены отрасли и технологии (товары/услуги) для предложения на рынке	5	5
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	4
5	Определены авторы и осуществлена охрана интеллектуальных прав	3	5
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынка сбыта	4	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	4
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	5	5
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	5
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	4
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	4
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	4	5
	ИТОГО БАЛЛОВ	52	60

Нужно оценить степень готовности научной разработки к коммерциализации. Чтобы это сделать и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения, заполняется специальная табличная форма, которая содержит показатели о степени проработанности научного проекта с позиции коммерциализации и компетенции студента. Результаты анализа степени готовности научно-исследовательского проекта по 5-балльной шкале приведены в таблице 6.

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у студента) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (29)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 52 балла, что говорит о средней перспективности, а знания студента достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у студента составило 60, что говорит о перспективности выше среднего. По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки и получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов бизнес-плана и поиска команды для коммерциализации научной разработки.

8.2 Организационная структура проекта

В обязательном порядке, при написании научной работы, необходимо решить, кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определяя роль каждого участника, его функции и трудозатраты в проекте. Информация об организационной структуре представлена в таблице 7.

Таблице 7- Организационная структура

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте (функции)	Трудозатраты, дни
1	Саруев Алексей Львович, доцент, руководитель проекта	Координирует деятельность студента	20
2	Скрузман Григорий Владимирович, гр. 3-2Б5Д, студент	Выполняет основную работу по проекту	146
ИТОГО:			166

8.3 Планирование управления научно-техническим проектом

В рамках планирования научного проекта был построен календарный график проекта в виде таблицы 8 и календарный план-график в виде таблицы 9.

Таблица 8 - Календарный график проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Введение	5	15.04.2020 г.	20.04.2020 г.	Скруzman Г.В
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	4	21.04.2020 г.	24.04.2020 г.	Саруев А.Л. Скруzman Г.В
3	Экспериментальная часть	22	25.04.2020 г.	15.05.2020 г.	Скруzman Г.В
4	Результаты и обсуждения	16	16.05.2020 г.	31.05.2020 г.	Саруев А.Л. Скруzman Г.В
5	Оформление пояснительной записки	10	01.06.2020 г.	10.06.2020 г.	Скруzman Г.В
Итого:		55			

Таблица 9- Календарный план-график

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ											
			апрель			май			июнь					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Введение	Студент	5		5										
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Руководитель	4			4									
	Студент				4									
Экспериментальная часть	Студент	22				22								
Результаты и обсуждения	Руководитель	16						16						
	Студент							16						
Оформление пояснительной записки	Студент	10								10				

8.4 Расчет бюджета эксплуатационных затрат на ремонт врезкой катушки и композитной муфтой

В данном разделе проекта рассматривается проведение работ по устранению дефектов первоочередного ремонта (ПОР) на ЛЧМГ «СОНМ-МГКМ». В экономической части произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов ПОР с проведением экономического сравнения перспективности ремонта врезкой катушки и с применением композитно-муфтовой технологии.

Эксплуатационные затраты на устранение дефектов состоят из следующих элементов:

- затраты на материалы;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на соц. нужды;
- амортизация;
- прочие затраты;

Работы ведутся в Каргасокском районе Томской области.

Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей за 2019 год.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта приведены в таблице 10 и 11 (транспортные расходы составляют 2%, строительно-монтажные 5% от стоимости оборудования).

Таблица 10 – Потребность оборудования необходимого для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Komatsu D63E-12	1	8800000	8800000	176000	440000	9416000

Продолжение таблицы 10

Экскаватор	Hitachi ZX200-E	1	8500000	8500000	170000	425000	9095000
Сварочная машина	DENYO DCW-480ESW	1	1190000	1190000	23800	59500	1273000
Передвижная мастерская с манипулятором	Камаз 43118	1	6000000	6000000	120000	300000	6420000
Вахтовая машина	"Урал 3255"	1	2800000	2800000	56000	140000	2996000
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2100000	2100000	42000	105000	2247000
Трассоискатель	RIDGID SeekTech SR-20	1	200000	200000	4000	10000	214000
Ручная шлифовальная машина	Bosch	2	9750	19500	390	975	20865
Итого:		9					31681865

Таблица 11 – Потребность оборудования необходимого для ремонта композитной муфтой

Наименование	Марка	Кол	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Komatsu D63E-12	1	8800000	8800000	176000	440000	9416000
Экскаватор	Hitachi ZX200-E	1	8500000	8500000	170000	425000	9095000
Дробеструйная установка	2040 NC	1	600000	600000	12000	30000	642000

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Лист

91

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

Продолжение таблицы 11

Передвижная мастерская с манипулятором	Камаз 43118	1	6000000	6000000	120000	300000	6420000
Вахтовая машина	"Урал 3255"	1	2800000	2800000	56000	140000	2996000
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2100000	2100000	42000	105000	2247000
Трассоискатель	RIDGID SeekTech SR-20	1	200000	200000	4000	10000	214000
Компрессор	Compair Holman 51	1	1500000	1500000	30000	75000	1605000
Электростанция	DENYO DCW-480ESW	1	1190000	1190000	23800	59500	1273000
Итого:		9					33908000

Далее производим расчет амортизационных отчислений, результаты заносим в таблицу 12 и 13.

Таблица 12 – Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость руб.	Норма амортизации %	Сумма амортизации руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	9416000	20	1883200
Экскаватор	Hitachi ZX200-E	1	9095000	20	1819000
Сварочная машина	DENYO DCW-480ESW	1	1273000	20	254600
Передвижная мастерская с манипулятором	Камаз 43118	1	6420000	20	1284000
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2996000	20	599200
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2247000	20	449400
Трассоискатель	RIDGID SeekTech SR-20	1	214000	10	21400

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Лист

92

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

Продолжение таблицы 12

Ручная шлифовальная машина	Bosch	2	20860	10	2086
Итого:		9	31681860		6312886

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений для ремонта композитной муфтой

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость , руб.	Норма амортизации , %	Сумма амортизации , руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	9416000	20	1883200
Экскаватор	Hitachi ZX200-E	1	9095000	20	1819000
Дробеструйная установка	2040 NC	1	642000	20	128400
Передвижная мастерская с манипулятором	Камаз 43118	1	6420000	20	1284000
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2996000	20	599200
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2247000	20	449400
Трассоискатель	RIDGID	1	214000	10	21400
	SeekTech SR-20				
Компрессор	Compair Holman 51	1	1605000	10	160500
Электростанция	DENYO DCW-480ESW	1	1190000	1190000	23800
Итого:		9	33908000		6368900

Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \times C \times K, \quad (30)$$

где D – продолжительность периода, дни;

C – время смены, часы;

K – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \times M_{об} \quad (31)$$

где $A_{год}$ – амортизационные отчисления за год, руб.;

$M_{год}$ – машино-часы отработанные оборудованием за год;

$M_{об}$ – машино-часы отработанные оборудованием за время ремонта.

Для врезки катушки:

$$M_{об}=2 \times 8 \times 9=128 \text{ машино-часов.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год}=259 \times 8 \times 9=16576 \text{ машино-часов.}$$

$$A_{об} = \frac{6312886}{16576} \times 128 = 48748,1 \text{ руб.}$$

Для композитной муфты:

$$M_{об}=3 \times 8 \times 9=216 \text{ машино-часов.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год}=259 \times 8 \times 9=18648 \text{ машино-часов.}$$

$$A_{об} = \frac{6368900}{18648} \times 216 = 73771 \text{ руб.}$$

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 14 и 15.

Таблица 14 – Фонд оплаты труда работающих для врезки катушки по данным за 2019 год

Профессия	Разряд	Кол.	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+30%	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	50,76	1624,32	50	812,16	2436,48	487,30	2339,02	5262,80
Машинист бульдозера	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Машинист экскаватора	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Водитель вахтовой машины	5	1	42,76	1368,32	50	684,16	2052,48	410,50	1970,38	4433,36

Продолжение таблицы 14

Водитель а/м Камаз	4	1	41,22	1319,04	50	659,52	1978,56	395,71	1899,42	4273,69
Электросварщик	6	2	44,32	2836,48	50	1418,32	3545,6	709,12	3403,78	7658,50
Слесарь-ремонтник	5	2	42,76	2736,64	50	1368,32	3420,8	684,16	3283,97	7388,93
Дефектоскопист	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Итого:		10								42802,63

Таблица 15 – Фонд оплаты труда рабочих для композитной муфты по данным за 2019 год

Профессия	Разряд	Кол.	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+30%	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	50,76	1624,32	50	812,16	2436,48	487,30	2339,02	5262,80
Машинист бульдозера	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Машинист экскаватора	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Водитель вахтовой машины	5	1	42,76	1368,32	50	684,16	2052,48	410,50	1970,38	4433,36
Водитель а/м Камаз	4	1	41,22	1319,04	50	659,52	1978,56	395,71	1899,42	4273,69
Слесарь-ремонтник	5	2	42,76	2736,64	50	1368,32	3420,8	684,16	3283,97	7388,93
Специалист КТМ	4	1	44,32	2836,48	50	1418,32	3545,6	709,12	3403,78	7658,50
Итого:		8								38207,48

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды ЕСН, который составляет 30%.

$$\text{ЕСН для врезки катушки} = 35413,7 \times 30/100 = 12840,8 \text{ руб.} \quad (32)$$

$$\text{ЕСН для композитной муфты} = 38207,48 \times 30/100 = 11462,2 \text{ руб.}$$

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов для обоих вариантов.

Таблица 16 – Статья материалы врезки катушки по данным за 2019 год

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма,руб.
Катушка, м	1	20000	20000
Изоляционная пленка, кг	50	200	10000
Праймер, кг	5	237	1185
Электроды 3 мм, кг	15	400	6000
Электроды 4 мм, кг	15	400	6000
Круги отрезные, шт.	5	80	400
Круги шлифовальные, шт.	2	100	200
Дизтопливо, кг	1000	50	50000
Итого:			93785
Транспортные расходы, 5%			4689,25
Итого с учетом транспортных расходов			98474,25

Таблица 17 – Статья материалы для композитной муфты по данным за 2019 год

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма,руб.
Муфта (УКМТ-426), шт	1	30000	30000
Изоляционная пленка, кг	50	200	10000
Праймер, кг	5	237	1185
Композитный состав, кг	10	528	5280
Растворитель, л	10	54	540
Абразивная дробь, кг	100	60	6000
Дизтопливо, кг	1000	50	50000
Итого:			103005
Транспортные расходы, 5%			5150,25
Итого с учетом транспортных расходов			108155,25

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат. Заключительный сравнительный анализ методов ремонта представлен в таблице 17.

Таблица 18 – Смета затрат на устранение дефектов

№	Наименование статей	Врезка катушки тыс. руб	Композитная муфта тыс. руб
1	Материальные	98,5	108,2
2	Оплата труда	42,8	38,2
3	ЕСН	12,8	11,4
4	Амортизация	6312,8	6368,9
5	Прочие затраты	458,1	458,1
	Всего затрат	6925	6984,8

Итог:

Затраты на устранение дефекта методом врезки катушки составили 6925 тыс. руб.

Затраты на устранение методом композитной муфты = 6984,8 тыс. руб.

$6925 - 6984,8 = 59,8$ тыс.руб.

Таким образом, подводя итоги экономического расчета, можно сделать вывод, что из представленных видов ремонта газопровода, экономически выгодным является ремонт заменой катушки. Экономическая выгода не большая, но для нас не маловажным является и сроки проведения ремонтно-восстановительных работ. В данном случае целесообразнее выбрать ремонт методом замены катушки.

9 Социальная ответственность

9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.;
- Трудовой кодекс Российской Федерации №197-ФЗ (с изменениями на 24 апреля 2020 года);
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08624-03;
- Инструкции по технике безопасности предприятия;
- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.;
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»;
- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.;
- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.);
- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности»			
Разраб.		Скруzman Г.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					98	123
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

9.2 Объект исследования

Объектом исследования является магистральный газопровод «СОНМ - МГКМ», проходящий в болотистой местности. Трубопровод проложен подземно. Линейная часть газопровода обозначена на местности опознавательными знаками, на которых указана следующая информация: местоположение оси магистрального газопровода по отношению к основанию знака; расстояние от начала магистрального газопровода, измеряемое в километрах; расстояние от оси магистрального газопровода до границы охранной зоны; телефоны и адреса собственника магистрального газопровода или организации, эксплуатирующей данный участок магистрального газопровода [35]. В рабочую зону допускается только уполномоченный персонал ЭО.

9.3 Производственная безопасность

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении работ по ремонту участка магистрального газопровода, проходящего через болотистую местность, методом вырезки/врезки катушки.

Таблица 19 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по капитальному ремонту участка магистрального газопровода.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.)		Нормативные документы
	Опасные	Вредные	
Капитальный ремонт магистрального газопровода методом вырезки/врезки катушки	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные). 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке. 3. Электрический ток. 4. Пожаро- и взрывоопасность.	1. Превышение уровня шума. 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 3. Отклонение показателей климата.	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.012-2004 ГОСТ 12.1.004-91* ГОСТ 12.3.009-76* СНиП 12-03-2001

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

К работе допускаются лица, имеющие соответствующее специальное образование, прошедшие медицинский осмотр, инструктаж по охране труда, а также проверку знаний СТО Газпром 14-2005 [32].

Специалисты, являющиеся непосредственными руководителями работ или исполнителями работ, должны проводить проверку знаний правил безопасности. Перед началом работ результаты проверки должны быть занесены в «Журнал инструктажа на рабочем месте».

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

9.4 Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению

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

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП 12-03-2001 [33]. «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. «Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» и инструкциями заводов-изготовителей.

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		100

светофильтрами.

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

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

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

После окончания работы или перерыва в ней более 10 минут, электросварочный аппарат должен быть выключен [35].

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

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

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

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

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

											Лист
											103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							

инструктаж по электробезопасности.

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надежно заземлены. Электрическая проводка должна обязательно иметь неповрежденную изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток обязательно должна быть надпись о величине напряжения.

9.5 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Превышение уровня шума

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

Нормирование уровней шумов в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83 [36].

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников;
- Применение беруш;

Таблица 20 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавах полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБ
	331,5	663	1125	2250	5500	11000	22000	44000	88000	

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.). Определение класса условий труда при воздействии производственного шума. Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах установлены с учетом тяжести и напряженности трудовой деятельности СН 2.2.4/2.1.8.56296 [38].

Для определения ПДУ шума, соответствующего конкретному рабочему месту, необходимо провести количественную оценку тяжести и напряженности труда, выполняемого работником.

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

Постоянный шум - шум, уровень звука которого в течение смены изменяется во времени не более чем на 5 дБА при измерении на характеристике шумомера «медленно». Оценка условий труда при воздействии на работника непостоянного шума производится по результатам измерения эквивалентного уровня звука за смену (интегрирующим шумомером) или расчетным способом.

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

При воздействии в течение смены на работающего шумов с разными временными (постоянный, непостоянный - колеблющийся, прерывистый, импульсный) и спектральными (тональный) характеристиками в различных сочетаниях измеряют или рассчитывают эквивалентный уровень звука. Для получения в этом случае сопоставимых данных измеренные или рассчитанные эквивалентные уровни звука импульсного и тонального шумов следует увеличить на 5 дБА, после чего полученный результат можно

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сравнивать с ПДУ без внесения в него понижающей поправки, установленной СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [39].

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

9.6 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию целого комплекса опасных и вредных производственных факторов физической и химической природы: Излучение инфракрасных волн, сварочный аэрозоль, искры и брызги расплавленного металла и шлака [40]. Именно эти факторы вызывают профессиональные заболевания и травматические повреждения. Другие вредности: газы, шум, электромагнитные поля, образование аэроионов имеют меньшее значение и обычно не служат причиной профессиональных заболеваний. Спектр излучения сварочной дуги включает в себя участок инфракрасных волн (3430 - 760 нм), видимый участок (760 - 400 нм) и ультрафиолетовый участок (400 -180 нм).

При этом доля инфракрасных лучей составляет от 30 до 70% всей энергии излучения дуги. Именно инфракрасные лучи способны вызвать профессиональную катаракту. Видимый свет электрической дуги нестерпимо ярок. Смотреть на него сколько-нибудь долго невозможно, поэтому ни у кого из сварщиков не вызывает сомнения необходимость использования светофильтров.

Наибольшее значение с точки зрения охраны труда имеет ультрафиолетовая часть спектра. Даже кратковременное воздействие ультрафиолетовых лучей на незащищенный глаз способно вызвать ожог

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

роговой оболочки электроофтальмию. Сварочный аэрозоль представляет собой совокупность мельчайших частиц, образовавшихся в результате конденсации паров расплавленного металла, шлака и покрытия электродов. Состав сварочного аэрозоля зависит от состава сварочных и свариваемых материалов. В силу своих мельчайших размеров (иногда меньше 1 микрометра) сварочный аэрозоль беспрепятственно проникает в глубинные отделы легких (легочные альвеолы) и частично остается в их стенках, вызывая профессиональное заболевание, называемое пневмокониоз сварщика, частично всасывается в кровь.

Чтобы избежать описанного неблагоприятного воздействия производственных факторов, характерных для электросварки, необходимо не допускать облучения сварочной дугой глаз и открытых участков кожи, защищать их от попадания искр и брызг металла и шлака и, наконец, препятствовать попаданию в органы дыхания сварочного аэрозоля. Работники, занятые производством газопламенных и электросварочных работ, должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты, в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты. Применяемые средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.011-89 [42].

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

Запрещается использовать рукавицы и спецодежду из синтетических материалов типа лавсан, капрон и т.д., которые не обладают защитными свойствами, разрушаются от излучений сварочной дуги и могут возгораться

						Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			108

от искр и брызг расплавленного металла, и спекаться при соприкосновении с нагретыми поверхностями.

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

Перед началом и во время огневых работ, при возможности выделения сжиженных углеводородных газов (далее – СУГ), в помещениях, а также в 20-метровой зоне от продувочных свечей и рабочего места на территории должен проводиться анализ воздушной среды на содержание СУГ не реже чем через каждые 30 мин. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать 20 % нижнего концентрационного предела воспламенения пламени. При наличии паров пропана нижний концентрационный предел воспламенения газа составляет 2,1 %, паров нормального бутана 1,5 % (п. 1.3.2.2. Гост 20448-90) [42]. Пробы должны отбираться в наиболее плохо вентилируемых местах.

При наличии в воздухе паров СУГ, независимо от концентрации, огневые работы должны быть приостановлены и возобновлены только после ликвидации и устранения утечек газа и анализа отсутствия опасной концентрации газа в воздухе на рабочем месте. При предельно допустимой концентрации газа в воздухе рабочей зоны, превышающей 300 мг/м³, работы по ликвидации и устранению утечек газа должны выполняться в шланговых противогазах.

9.7 Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте.

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает до -50°С) и коротким тёплым летом (до

									<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						109

+35°C). Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Всем членам бригады выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противоэнцефалитный, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни. Зимой, работы на открытом воздухе запрещаются при следующих условиях:

Таблица 21 Условия, при которых запрещаются работы на открытом воздухе

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

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

Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Так как работы производятся в летний период. Места неблагополучные по клещевому энцефалиту (КЭ) и клещевому боррелиозу (КБ), определяются местными Центрами госсанэпиднадзора. Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ и КБ возможно в весенне-летний период, при средне-суточной температуре +3°. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

В весенне-летний период времени необходимо проводить регулярные самоосмотры одежды и взаимоосмотры и не реже 2-х раз в течение рабочего дня осмотры тела (во время перерыва и по окончании работы). При укусе клеща следует его немедленно удалить вместе с хоботком, который удаляется как заноза, место укуса обработать йодом. Сообщить об укусе старшему по работе и незамедлительно обратиться в пункт серопротифилактики для введения иммуноглобулина. Начальник службы (участка) или ответственный специалист несет ответственность за своевременное, не позднее 2 суток, обращение пострадавшего в медицинское учреждение и информацию руководителю учреждения, инженеру по охране труда о случае укуса и принятых мерах.

Каждый случай заболевания КЭ подлежит расследованию как профессиональное заболевание с представлением материала в установленные сроки и принятия мер по недопущению повторных случаев.

9.9 Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [30].

9.10 Пожарная и взрывная безопасность.

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика.

Ее можно обеспечивать различными способами и средствами:

- технологическим;
- строительными;
- организационно-техническими.

Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						111
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

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

Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое. В соответствии с нормативным документом (ГОСТ 12.1.010-76 [43]) вероятность возникновения пожара или взрыва в течение года не должна превышать 10 (одной миллионной).

Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. По пожарной опасности технологический процесс относится к категории А. Ответственность за пожарную безопасность при строительстве магистрального газопровода возлагается на руководителя огневых работ. Приказ доводится до сведения всех работников, задействованных на огневых работах под роспись. Обеспечение пожарной безопасности при проведении огневых работ осуществляет назначенное приказом лицо ответственное за проведение огневых работ, а при нескольких местах огневой работы, приказом назначается лицо ответственное за выполнение мероприятий обеспечивающих пожарную безопасность Лица, принимающие участие в огневых работах должны ежегодно проходить обучение по пожарно-техническому минимуму со сдачей экзамена. Осмотр места проведения и согласование в наряде-допуске на выполнение огневых работ осуществляют:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

- инженеры пожарной охраны, ГО и ЧС;
- командиры отделений ведомственной пожарной охраны (ВПО);
- лица ответственные за пожарную безопасность филиала (при отсутствии в штатах инженеров пожарной охраны, ГО и ЧС или командиров отделений ВПО).

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

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой). При проведении огневых работ на участках магистральных газопроводов в двух и более местах привлекать пожарные машины (пожарный автомобиль или мотопомпу).

В местах проведения огневых работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь. Спецоборудование и транспортные средства, имеющее ДВС должны быть оснащены искрогасителями, а их электрооборудование и источники электроснабжения иметь исправную электросистему.

Сварщики и их помощники могут пользоваться теплоотражательными костюмами (ТОК-200). Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

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

По окончании огневых работ необходимо используемые огнетушители перезарядить, пожарным автомобилям и мотопомпам провести техническое обслуживание, противопожарному инвентарю провести профилактическое

						<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			113

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

9.11 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального газопровода выполняются в соответствии с разделом 13 СНиП III-42-80*[45] и рабочим проектом.

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы. Организация, выполняющая строительно – монтажные работы, несёт ответственность за соблюдением проектных решений, связанных с охраной окружающей среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

Временные автомобильные дороги и проезды должны устраиваться с учётом требований по предотвращению повреждения плодородного слоя и древесно-кустарниковой растительности. Низкие кустарники вдоль полосы отвода не рекомендуется вырубать. Они сохраняют устойчивость почвы и служат в качестве осадочного фильтра вдоль водоёмов. Простейшим методом расчистки трассы в редких лесах является прижимание растительности к поверхности будущей дороги. Ширина полосы отвода земли на время строительства и ремонта магистральных трубопроводов определяется проектом в соответствии с нормами отвода земель для магистральных трубопроводов.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		114

Производство строительно-монтажных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом производства работ, запрещается. Мероприятия по предотвращению эрозии почв, оврагообразования, а также защитные противообвальные и противооползневые мероприятия должны выполняться в строгом соответствии с проектными решениями.

При выборе методов и средств механизации для производства работ следует соблюдать условия, обеспечивающие получение минимума отходов при выполнении технологических процессов (превращение древесных отходов в промышленную щепу, многократное использование воды при очистке полости и гидравлических испытаниях трубопровода и т. д.). Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ должен быть снят и уложен в отвалы для восстановления (рекультивации) земель. При производстве указанных работ следует строго соблюдать требования проекта рекультивации и положения Инструкции по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов и основных положений по восстановлению земель, нарушенных при разработке месторождений полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и иных работ.

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

Не допускается сливать в реки, озёра и другие водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки. После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные каналы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения и дороги, расположенные в пределах полосы отвода земель или

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		115

пересекающих эту полосу, а также придать местности проектный рельеф или восстановить природный.

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

- использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;
- оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;
- строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне.
- озеленение водоохраных зон;
- ликвидация отходов производства и хозяйственных отходов на местах работы ремонтной бригады;
- соблюдение правил пожарной безопасности в бесснежный период времени.

Таблица 22 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеологических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	1. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и др. земель. 2. Засорение почвы производственными отходами и мусором. 3. Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности.	1. При обработке запланированного объема работ производится временное отчуждение земель. 2. Применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду. 3. Запрещается проведение земляных и иных работ, нарушающих почвенный слой.
Лес и лесные ресурсы	1. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. 2. Лесные пожары.	1. В пределах водоохраных зон запрещена вырубка леса. 2. Запрещается разведение костров рядом с лесным массивом.
Вода и водные ресурсы	1. Загрязнение мусором.	1. В водоохраных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы.

Заключение

Безаварийная работа и увеличение срока безаварийной эксплуатации магистральных трубопроводов во многом зависят от своевременно и качественно проведенного капитального ремонта ЛЧМГ.

За последнее время можно отметить значительное увеличение объема капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов. Это связано со значительным износом трубопроводов.

Очень важным значением для газовой отрасли становятся такие факторы как оптимальное планирование и рациональное использование материальных и технических ресурсов ремонтно-восстановительных работ.

Успешное выполнение большого объема работ как по строительству, так и по капитальному ремонту магистральных газопроводов невозможно без внедрения наиболее целесообразной технологии и совершенной организации работ, обеспечивающих их высокие темпы. Очень важен выбор наиболее эффективной технологической схемы производства ремонтных работ с учетом имеющейся техники.

В данной работе был проанализирован отчет по внутритрубной диагностике ЛЧМГ «СОНМ-МГКМ», посчитана экономическая выгода двух методов ремонта трубопровода: метод ремонта заменой катушки и установкой композитной муфты. Расчеты показали, что первый метод экономически выгоден.

Метод замены катушки имеет один минус, такой ремонт проводится после полной остановки перекачки и освобождения ремонтируемого участка. Также этот метод имеет и плюс, то, что врезанная катушка устанавливается на весь срок эксплуатации трубопровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности»			
Разраб.		Скруzman Г.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					119	123
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Список использованных источников

1. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебное пособие А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева, А.В. Жилин: Издательство Томского политехнического университета 2008 г.
2. Промысловые трубопроводы и оборудование: учебное пособие /Ф. М. Мустафин, Л. И. Быков, А. Г. Гумеров и др. – М.: Недра, 2004. – 662 с.
3. Защита трубопроводов от коррозии/ Ф. М. Мустафин, Л. И. Быков, А. Г. Гумеров и др.- СПб.: Недра,2007- 670 с.
4. СП 131.13330.2012 Строительная климатология.
5. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
6. Правил охраны магистральных газопроводов (с изменениями на 15 июля 2019 года).
7. СТО Газпром 2 – 3.5 – 454 – 2010.
8. ВРД 39-1.10-006-2000*.
9. СП 1.13130.2009.
10. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
- 11.ГОСТ 15150-69* МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ МАШИНЫ, ПРИБОРЫ И ДРУГИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ИЗДЕЛИЯ.
12. ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная НОРМЫ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАТВОРОВ.
- 13.ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы.
14. ГОСТ Р 54907-2012.
- 15.Жвачкин С.А. Новые направления диагностики линейной части магистральных нефтегазопроводов. Газовая промышленность. 2011г.
16. <http://www.chertezhi.com/assets/files/448/kurs.pdf>.
17. РД 12-411-01 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов.

					«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ магистрального газопровода Томской области в условиях заболоченной местности»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Скруzman Г.В.			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Саруев А.Л.					120	123
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

18. РД 153-39.4-067-04.
19. <http://gazdiagnoz.narod.ru/gaz013.html>.
20. «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» Шадрин А. В.
21. Регламент технического обслуживания и ремонта объектов ОАО «Газпром» (утвержден приказом ОАО «Газпром» от 10 октября 2008г. № 251).
22. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 ПРАВИЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ.
23. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов (утверждена ОАО «Газпром» 28 декабря 2006г.).
24. СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром».
25. ВСН 39-1.10-006-2000 Правила производства работ по выборочному капитальному ремонту магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях.
26. СТО Газпром 2-2.3-116-2007 ИНСТРУКЦИЯ ПО ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ НА ГАЗОПРОВОДАХ ВРЕЗКОЙ ПОД ДАВЛЕНИЕМ.
27. СТО Газпром 2-3.5-046 Порядок экспертизы технических условий на оборудование и материалы, аттестации технологий и оценки готовности организаций к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа ОАО «Газпром».
28. «ТИПОВЫЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СООРУЖЕНИИ И РЕМОНТЕ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ» Под общей редакцией д.т.н., проф. Л.И. Быкова. Санкт-Петербург •Недра• 2005.
29. СНиП III-42-80* (2000). Магистральные трубопроводы.
30. <http://www.neftelib.ru/neft-book/063/50/index.shtml>.

						Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			121

31. ТУ 1317-006.1-593377520-2003.
32. СТО Газпром 14-2005.
33. СНиП 12-03-2001.
34. ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности (с Изменением N 1).
35. Об утверждении Правил охраны магистральных газопроводов и о внесении изменений в Положение о представлении в федеральный орган исполнительной власти (его территориальные органы), уполномоченный Правительством Российской Федерации на осуществление государственного кадастрового учета, государственной регистрации прав, ведение Единого государственного реестра недвижимости и предоставление сведений, содержащихся в Едином государственном реестре недвижимости, федеральными органами исполнительной власти, органами государственной власти субъектов Российской Федерации и органами местного самоуправления дополнительных сведений, воспроизводимых на публичных кадастровых картах (с изменениями на 15 июля 2019 года).
36. Инструкция о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ на энергетических предприятиях.
37. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1).
38. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание).
39. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы.
40. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы.

						Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			122

41. ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод (с Изменением N 1).
42. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
43. ГОСТ 20448-90 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, с Поправкой).
44. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
45. СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123